

**R-4045-2018**

**Demande de fixation de tarifs et conditions de service  
pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs**

**Rapport d'analyse**

**Préparé par:**

**Pascal Cormier**

**Pour:**

**Bitfarms**

**Le 12 octobre 2018**

**PASCAL CORMIER**

Économiste en énergie | Energy Economist

---

2261 Rue Sherbrooke Est | Montréal (QC), H2K 1E4 | T : 514-909-8238  
mr.pascal.cormier@gmail.com

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Remarques introductives.....</b>	<b>1</b>
1.1	Description des activités de Bitfarms .....	1
1.2	Marché des chaînes de blocs .....	2
1.3	Enjeux traités dans le rapport .....	4
<b>2</b>	<b>Encadrement réglementaire du service de fourniture d'électricité au Québec.....</b>	<b>4</b>
2.1	Principes réglementaires.....	4
<b>3</b>	<b>Revue des tarifs d'électricité industriels dans d'autres juridictions.....</b>	<b>14</b>
3.1	Revue des tarifs d'électricité de moyenne et grande puissance dans différents marchés canadiens	14
3.2	Revue de nouveaux tarifs applicables aux centres de calcul .....	18
<b>4</b>	<b>Équilibre offre-demande en énergie et en puissance .....</b>	<b>22</b>
4.1	Équilibre offre-demande en énergie .....	22
4.2	Évolution historique de la demande d'électricité .....	25
4.3	Prévision des ventes pour la période 2017-2026 .....	27
4.4	Équilibre offre-demande en puissance .....	29
4.5	Ressources en puissance du Distributeur.....	32
4.6	Prévision des besoins en puissance pour la période 2017-2026 .....	33
<b>5</b>	<b>Comparaison économique entre le tarif proposé aux clients faisant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les tarifs applicables aux autres clients industriels ayant le même profil de consommation.....</b>	<b>34</b>
5.1	Description des tarifs.....	35

5.2	Description de certaines mesures commerciales mises en place pour inciter les clients de moyenne et grande puissance à réduire leur consommation en période de pointe .....	37
5.3	Tableaux comparatifs des tarifs de distribution.....	40
<b>6</b>	<b>Évaluation des caractéristiques du nouveau tarif .....</b>	<b>42</b>
6.1	Bloc dédié de 500 MW .....	42
6.2	Majoration de 1 cent par kW et détermination du tarif dissuasif .....	45
6.3	Processus de sélection .....	48
6.4	Impact de la localisation des installations industrielles .....	53
<b>7</b>	<b>Discussion et recommandations.....</b>	<b>59</b>

## 1 Remarques introductives

Bitfarms nous a mandatés pour préparer une analyse de la demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

En conformité avec les instructions de la Régie de l'énergie (La Régie)<sup>1</sup>, le présent mémoire traitera des enjeux de l'étape 2 listés ci-dessous :

- la création d'une nouvelle catégorie de consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
- la création d'un bloc dédié de 500 MW et l'énergie associée en usage non ferme pour une durée minimale de cinq ans à la catégorie de consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
- les éléments du processus de sélection;
- le tarif dissuasif de 15 cents par kWh applicable à tout nouvel abonnement pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, de même qu'à toute substitution d'usage et accroissement de puissance pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;

Les éléments listés ci-dessus proviennent de la proposition du Distributeur pour encadrer la demande industrielle provenant de l'usage de l'électricité pour l'usage cryptographique. Le Distributeur allègue que cette nouvelle structure tarifaire est nécessaire pour encadrer des demandes soudaines, massives et simultanées totalisant plusieurs milliers de MW provenant d'une industrie spécifique. Comme nous allons en traiter à la section 4,1, ce n'est pas la première fois que la Régie doit traiter de l'impact tarifaire de l'arrivée massive de nouvelle demande industrielle. Selon nous, la Régie doit traiter ce dossier comme elle a traité tout autre dossier passé lié à des hausses de demande industrielle auxquels le Distributeur anticipait faire face. Le Distributeur alimente plusieurs secteurs industriels ayant leurs caractéristiques propres qui engendrent des risques d'affaires variés et évolue dans le temps. Selon nous, la Régie doit évaluer cette demande comme toute autre demande d'approvisionnement liée à de nouvelles charges industrielles, et ce, de façon non discriminatoire.

### 1.1 Description des activités de Bitfarms

Bitfarms est une entreprise canadienne dont le centre administratif est au Québec. Bitfarms est une entreprise publique cotée en bourse. Son développement s'est fait au vu et en collaboration avec le Distributeur. L'emplacement de ses sites d'exploitation (centres de calcul) a été choisi en fonction des recommandations de la haute direction du Distributeur. En date d'aujourd'hui, Bitfarms a investi plus de 25,6 M\$ dans la dernière année et a annoncé des investissements de plus de 200 M\$ pour 2019 au Québec. Bitfarms contribue à la revitalisation des régions notamment celle de Farnham, de Saint-Hyacinthe, de Cowansville, de Notre-Dame-de-Standbridge, de Magog, de Saint-Jean-sur Richelieu et bientôt de Sherbrooke. Bitfarms participe à la redynamisation des régions en offrant un salaire moyen de plus 52 512 \$ par année à ses employés. Aujourd'hui, Bitfarms emploie 98 personnes et prévoit créer plus

---

<sup>1</sup> D-2018-116 et la pièce A-0024

de 300 emplois dans les 12 prochains mois si le tarif électrique reste compétitif. Bitfarms génère environ 3,6 emplois par mégawatt.

Les centres de calcul de puissance de Bitfarms consomment présentement 27,5 MW. Les projets en cours de développement augmenteraient cette consommation de 135 MW. Bitfarms a également des projets de développement additionnels pouvant augmenter sa consommation d'électricité de 200 à 300 MW. Comme nous le verrons un peu plus loin, la demande d'électricité de Bitfarms remplacerait en partie la demande industrielle non réalisée qui avait déjà été prévue par le Distributeur.

De plus, Bitfarms exploite un laboratoire de réparation des équipements à Saint-Jean-sur-Richelieu et compte mettre en place un nouveau laboratoire de R et D en 2019.

**Observation 1 :** Bitfarms est une entreprise ayant son centre administratif au Québec. Elle est une entreprise en forte croissance. Bitfarms qui a déjà investi des sommes importantes au Québec dans de nombreux projets d'expansion créant plus de 3 emplois par MW. Finalement, Bitfarms est disposé à développer ses activités en région, ce qui pourrait créer des emplois bien rémunérés et surtout aider à optimiser l'exploitation du réseau de transport d'Hydro-Québec.

## 1.2 Marché des chaînes de blocs

Étant donné que la Régie doit déterminer des tarifs et conditions de l'électricité destinée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, il est important de bien comprendre la nature de cette industrie.

La technologie de la chaîne de blocs repose sur un usage décentralisé de procédé informatique nécessitant une grande capacité de calcul. Les principales caractéristiques de cette nouvelle clientèle industrielle sont les suivantes :

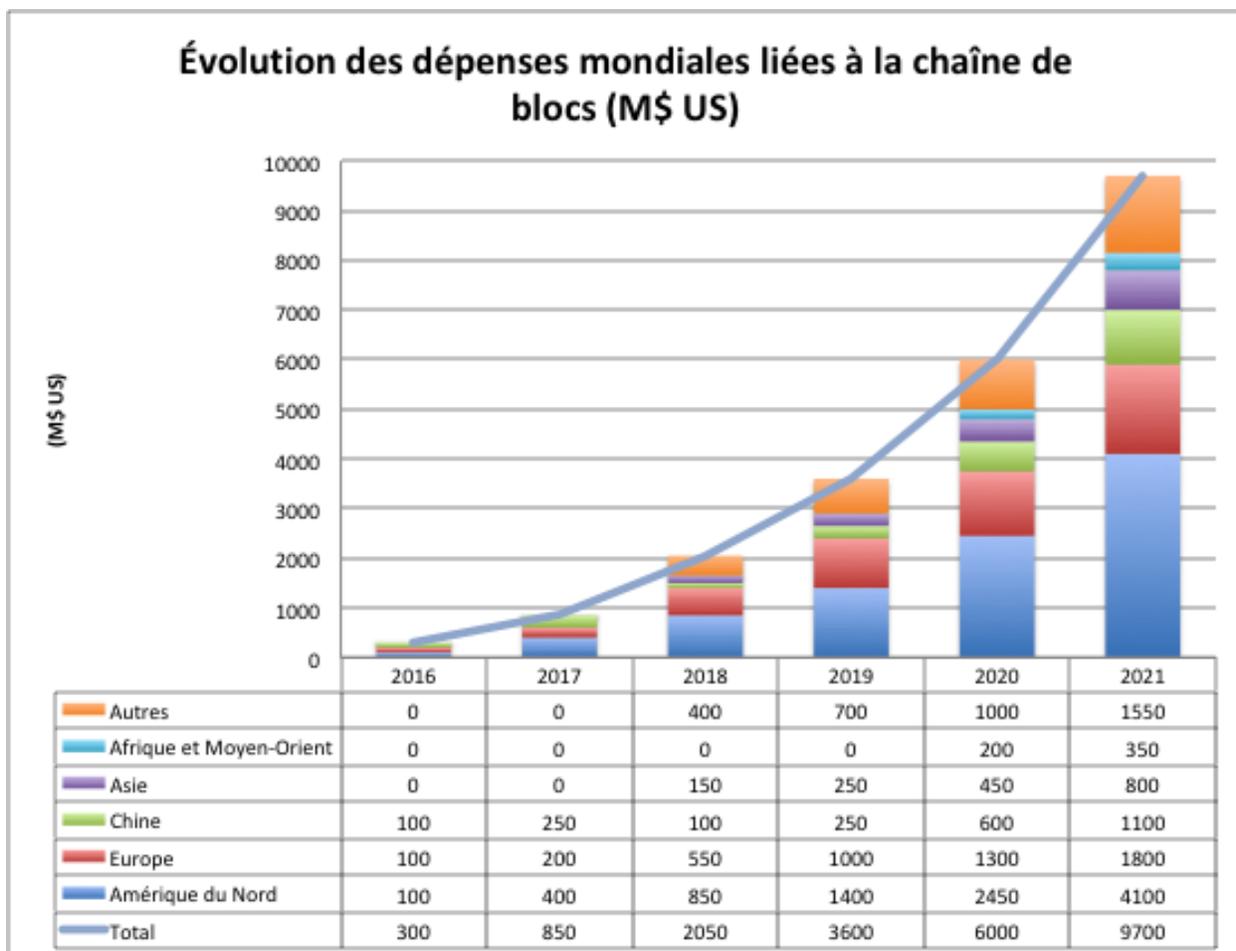
- L'exploitation de la technologie de chaînes de blocs se fait à partir de centres de calcul où l'électricité représente une part importante des coûts d'opération.
- Ces centres de calcul composés d'un grand nombre d'ordinateurs ont la particularité de générer de la chaleur résiduelle ayant une valeur économique dans un climat froid comme le nôtre.
- De plus, cette industrie est en pleine croissance et nécessitera des investissements massifs en recherche et développement pour développer son plein potentiel.

Compte tenu des caractéristiques énumérées ci-dessus, il semble que le Québec possède des avantages comparatifs importants pour répondre aux besoins de cette industrie. En effet, le Québec possède des ressources en électricité importante. Le Québec est situé dans un climat nordique qui peut limiter les besoins de refroidissement des opérations des centres de calcul tout en offrant un marché pour la récupération de chaleur résiduelle de ces centres. Finalement, le Québec dispose de nombreuses universités pouvant répondre aux besoins de main-d'œuvre spécialisée nécessaire aux besoins de recherche et développement de l'industrie. Plus précisément, des chercheurs de l'École de technologie

supérieure<sup>2</sup> se penchent directement sur la technologie de la chaîne de blocs et l'Université de Sherbrooke<sup>3</sup> fait des recherches poussées dans le domaine des puces électroniques.

Comme mentionné précédemment, le marché des chaînes de blocs est en forte croissance et on estime la valeur de ce marché à 9,7 milliards de dollars en 2021.

Graphique 1



Source: IDC, Worldwide Semiannual Blockchain Spending Guide

<sup>2</sup> <https://fuseelab.github.io>

<sup>3</sup> <https://www.usherbrooke.ca/actualites/communiqués/2012/juillet/communiqués-detail/c/18805/>

Selon l'information qui se trouve au graphique 1, on estime la valeur des dépenses liées à la chaîne de blocs à approximativement 10 milliards en 2021, soit près de cinq fois supérieures au niveau d'investissement en 2018. La tendance exprimée au graphique 1 démontre le fort potentiel de développement de cette industrie.

Concernant la consommation d'électricité de cette industrie, il existe plusieurs sources ayant des estimations variables. Étant donné le caractère décentralisé de cette industrie, il est difficile d'obtenir des données publiques fiables. Les estimations proviennent généralement d'extrapolations basées sur la quantité d'information traitée par le processus cryptographique en faisant des hypothèses sur la consommation en électricité des machines. Pour les fins de la présente analyse, nous allons utiliser l'estimation de la firme Bitfarms. Bitfarms estime la consommation mondiale pour la cryptomonnaie Bitcoin en date de mars 2018 à environ 4 000 MW.

**Observation 2 : L'industrie des centres de calcul est en pleine croissance et offre un fort potentiel de développement, et ce, dans un secteur de haute technologie. Son implantation est fortement liée à l'offre d'électricité à des niveaux concurrentiels. Le Québec possède plusieurs avantages comparatifs pour attirer cette industrie.**

### 1.3 Enjeux traités dans le rapport

- Description des enjeux qui seront couverts par le rapport
  - Encadrement réglementaire du service de fourniture d'électricité au Québec
  - Revue des tarifs d'électricité industriels dans d'autres juridictions
  - Équilibre offre-demande d'Hydro-Québec pour l'énergie et la puissance
  - Comparaison économique entre le tarif proposé et les tarifs proposés aux autres clients industriels
  - Évaluation des caractéristiques du nouveau tarif
  - Conclusions et recommandations

## 2 Encadrement réglementaire du service de fourniture d'électricité au Québec

### 2.1 Principes réglementaires

Avant de traiter des éléments techniques de cette demande, le contexte réglementaire dans lequel évolue le Distributeur nous incite à nous référer aux articles de lois pertinents à ce dossier. Comme tribunal en régulation économique, la Régie doit prendre ses décisions en conformité avec les principes économiques qui composent les articles de la Loi sur la Régie de l'énergie. À cet effet, le Distributeur mentionne à sa demande les articles 31 (1) et (5) 34, et 52.1.

*31. La Régie a compétence exclusive pour:*

12 octobre 2018

1° *fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;*

2° *surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;*

2.1° *surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;*

3° *(paragraphe abrogé);*

4° *examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité par le transporteur d'électricité, de distribution d'électricité par le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux ou privés d'électricité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujetti aux conditions qui lui sont applicables;*

4.1° *examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel par un distributeur de gaz naturel et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujetti aux conditions qui lui sont applicables;*

4.2° *(paragraphe abrogé);*

5° *décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.*

*Elle a la même compétence pour décider d'une demande soumise en vertu de l'article 30 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), du paragraphe 3° de l'article 12 et des articles 13 et 16 de la Loi sur les systèmes municipaux et privés d'électricité (chapitre S-41), et des articles 2 et 10 de la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (Lois du Québec, 1986, chapitre 21).*

*(...)*

*34. La Régie peut décider en partie seulement d'une demande.*

*Elle peut rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées.*

(...)

*52.1 Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supporté par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, des montants d'aide financière accordés et versés en vertu de l'article 39.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) dans la mesure où le distributeur n'a pas été remboursé de ces montants et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article. La Régie s'assure également que les ajustements au tarif intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie.*

*La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.*

*La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle.*

*La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.*

*Le quatrième alinéa ne s'applique pas lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transition pour un consommateur qui passe à une autre catégorie de consommateurs.*

À la lecture de ces articles de Loi sur la Régie de l'énergie, nous constatons que la Régie a le pouvoir de fixer les tarifs du Distributeur. Comme c'est le cas dans de nombreuses juridictions en Amérique du Nord, et ailleurs où il y a des monopoles de distribution ou de transport d'électricité, la tarification des services offerts par les monopoles est règlementée par des entités indépendantes de règlementation, similaire à la Régie. Afin de bien cerner l'importance du rôle du régulateur pour une entreprise monopolistique, il est important de revenir aux fondements économiques derrière la régulation économique de la Régie.

Selon le dictionnaire français Larousse le monopole se définit ainsi<sup>4</sup> :

---

<sup>4</sup> <https://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/monopole/52393>

12 octobre 2018

*Privilège (de droit ou de fait) dont dispose un individu, une entreprise ou un organisme public de fabriquer ou de vendre seuls certains biens ou certains services à l'exclusion de tout concurrent.*

Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (le Distributeur), répond parfaitement aux critères de cette définition. En effet, à l'exception des réseaux redistributeurs d'électricité membre de l'AREQ, le Distributeur possède un droit exclusif de distribution de l'électricité au Québec<sup>5</sup>. Mis à part l'autoproduction, les consommateurs d'électricité au Québec n'ont d'autres choix que de s'approvisionner auprès du Distributeur. Ceci étant dit, certains clients industriels ou commerciaux, dont le coût de l'électricité représente une part importante de leur coût d'opération, peuvent décider de déplacer la totalité ou une portion de leurs activités actuelles ainsi que leur projet d'expansion dans d'autres juridictions ou les prix de l'électricité sont moins élevés.

Contrairement au marché concurrentiel où le prix est égal au coût marginal du bien ou du service offert, les monopoles ont la possibilité de fixer le prix de leur bien ou service en fonction du coût d'opportunité de leurs clients. En théorie, il peut y avoir autant de prix que de clients. De cette façon, le monopole s'accapare, ce que les économistes appellent, le surplus du consommateur. Le surplus du consommateur représente la différence entre la valeur maximale à laquelle le client est prêt à se procurer un bien ou un service et le prix du bien ou du service en question. En fixant le prix des biens et services à des niveaux supérieurs au coût marginal, le monopole introduit une distorsion qui fait en sorte de réduire la rente économique pour l'ensemble de la société.

Plusieurs solutions existent pour éviter une telle situation. L'une d'entre elles consiste à scinder l'entreprise en plusieurs entreprises de plus petites tailles afin d'introduire de la compétition et ainsi tendre vers une détermination des prix qui se rapproche du coût marginal. Cette solution s'applique bien à des entreprises qui ont des coûts fixes limités (ex. : entreprise de distribution alimentaire). Toutefois, certaines industries monopolistiques ont des coûts fixes si importants que la mise en place d'entreprises concurrentes serait trop onéreuse pour assurer leur viabilité économique (ex. : entreprise de câblodistribution). Les entreprises de distribution d'électricité entrent dans cette catégorie. Ce type de monopole porte le nom de monopole naturel. La solution pour éviter la captation du surplus des consommateurs par le monopole naturel est la réglementation.

La citation entourant la réglementation du Distributeur par la Régie correspond à la seconde solution mentionnée au paragraphe précédent. En effet, la distribution d'électricité requiert une forte capitalisation qui laisse peu de place à la compétition.

Dans le cadre de la phase 1 du premier dossier tarifaire du Distributeur<sup>6</sup> déposé à la Régie en 2002, la Régie a abordé la question des principes réglementaires liés à la tarification de la distribution

---

<sup>5</sup> Loi sur la Régie de l'énergie, article 62

<sup>6</sup> R-3492-2002 (<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3492-02/index.html>)

12 octobre 2018

d'électricité. Principes qu'elle applique d'ailleurs également pour la tarification du transport d'électricité. Dans l'extrait ci-dessous de la décision de la phase 1 du premier dossier tarifaire du Distributeur<sup>7</sup>, la Régie explique son rôle de régulateur face au monopole de distribution d'Hydro-Québec:

*le Distributeur d'électricité, à l'instar du Transporteur d'électricité, est soumis au mode de régulation économique traditionnel propre aux monopoles, c'est-à-dire que ses tarifs ne peuvent prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il ne soit nécessaire pour lui permettre, notamment, de couvrir ses coûts de capital et d'exploitation, de maintenir sa stabilité et le développement normal de son réseau ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification (article 51).*

(nos soulignés)

La Régie réfère à l'article 51 de la loi qui, selon nous, soulève un principe économique fondamental dans le présent dossier. L'article stipule :

*« 51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il ne soit nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.*

*Il en est de même pour l'emménagement du gaz naturel par quiconque exploite un réservoir à cette fin dans la mesure où la méthode tarifaire utilisée par la Régie le justifie. »*

(nos soulignés)

Le principe économique sous-jacent aux dispositions de l'article 51 de la Loi sur la Régie de l'énergie est conforme avec la réglementation d'un monopole naturel où la tarification ne doit pas être à la discrétion de monopoleur. Dans l'extrait ci-dessus, la Régie statue que le tarif doit être basé sur le coût de service. Selon le cadre réglementaire en vigueur, le Distributeur ne pourrait utiliser la tarification du service de distribution pour générer un profit. Dans le cadre réglementaire actuel, les revenus d'Hydro-Québec sont déterminés par un taux de rendement déterminé par la Régie ainsi que par des gains d'efficacité dans ces coûts d'opération. En effet, toujours dans la décision de la phase 1 du premier dossier tarifaire du Distributeur, la Régie s'exprimait ainsi sur le rendement à l'actionnaire du Distributeur<sup>8</sup>:

---

<sup>7</sup> D-2003-93, page 9 (<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2003-93.pdf>)

<sup>8</sup> D-2003-93, page 70 (<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2003-93.pdf>)

12 octobre 2018

*La Régie accepte la recommandation des Drs Morin, Kryzanowski et Roberts, reconnus comme expert sur le taux de rendement, à savoir que l'évaluation du coût des capitaux propres sur base présumée doit reposer sur le principe fondamental du coût d'opportunité de marché des capitaux propres. La Régie avait d'ailleurs déjà adopté ce principe pour le Transporteur dans la décision D-2002-95. Le respect de ce principe permet d'établir un taux de rendement sur l'avoir propre pour le Distributeur qui soit indépendant du statut corporatif de l'entreprise.*

*La Régie est d'avis que le taux de rendement accordé au Distributeur doit lui permettre d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, comme s'il était une entreprise indépendante. Selon ce principe, le taux de rendement doit être équivalent à ceux qui sont offerts par les titres comparables en termes de risques.*

(nos soulignés)

L'extrait ci-dessus démontre que le rendement du Distributeur n'est pas basé sur la tarification, mais plutôt sur un taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur. Ce taux de rendement doit être approuvé par la Régie à chaque dossier tarifaire. En plus du rendement autorisé, le mécanisme de réglementation incitatif récemment approuvé fait en sorte que le Distributeur peut augmenter son rendement en captant une portion des gains d'efficience qu'il peut générer en réduisant ses frais d'exploitation<sup>9</sup>.

Outre les principes règlementaires encadrant la tarification basée sur le coût de service ainsi que de la détermination du taux de rendement, la notion d'interfinancement est un élément essentiel dans la tarification des différentes catégories de clients du Distributeur.

Le Distributeur décrivait ainsi l'interfinancement<sup>10</sup>

*La notion d'interfinancement est plus souvent désignée par l'expression "subventions croisées". L'interfinancement consiste à pratiquer des tarifs plus élevés que les coûts incluant le rendement sur une ou plusieurs classes de consommateurs afin de financer des tarifs plus bas que les coûts pour une ou plusieurs autres classes de consommateurs. En ce qui concerne les tarifs d'Hydro-Québec, ceux-ci démontrent un interfinancement favorable aux clients résidentiels.*

L'interfinancement explique pourquoi les différentes catégories de clients du Distributeur paient des tarifs différenciés. Cette différenciation provient de la volonté du législateur de conserver les tarifs d'électricité pour la clientèle résidentielle à des niveaux inférieurs aux coûts de service réellement encourus. Lors du premier dossier tarifaire du Distributeur, la Régie s'est prononcée sur le 4<sup>e</sup> alinéa de l'Article 52.1 qui se

---

<sup>9</sup> Dossier : R-3897-2014, Décision D-2017-043

<sup>10</sup> Dossier : R-3492-2002, Document HQD-4, Page 5.

pour Bitfarms

**Fixation de tarifs et conditions de service pour  
l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs  
d'Hydro-Québec Distribution**

12 octobre 2018

lit ainsi « La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs. » Dans le cadre de cette décision, la Régie réfère à l'interprétation du Distributeur du 4<sup>e</sup> alinéa de l'Article 52.1<sup>11</sup>:

*Selon l'alinéa 4 de l'article 52.1, le Distributeur ne peut proposer de modifications tarifaires pour une catégorie de consommateurs si cette modification a pour objectif de modifier le niveau d'interfinancement entre les catégories de consommateurs. Par contre, tel qu'il est précisé à l'alinéa premier du même article, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit tenir compte de l'évolution des coûts incluant le rendement associé à une catégorie de consommateurs selon le mode de répartition en vigueur. Si ces coûts ont varié, les tarifs de cette catégorie devraient donc normalement être ajustés même si, ce faisant et accessoirement, il en découle une modification de l'interfinancement. Le concept d'interfinancement doit s'interpréter conjointement avec le principe de faire assumer par une catégorie de consommateurs toutes les dépenses additionnelles encourues qui lui seront attribuables.*

(nos soulignés)

Comme nous pouvons le constater, la Distributeur, dans le cadre de son premier dossier tarifaire, a indiqué qu'il ne pourrait proposer une modification tarifaire pour une catégorie de consommateurs si cette modification a pour objectif de modifier le niveau d'interfinancement entre les catégories de consommateurs. Dans le même extrait, le Distributeur mentionne que le concept d'interfinancement doit s'interpréter conjointement avec le principe de faire assumer par une catégorie de consommateur toutes les dépenses additionnelles encourues qui lui seront attribuables. Ce principe est cohérent avec le cadre réglementaire en vigueur qui stipule que la tarification d'un service de Distribution doit être basée sur la notion du coût de service.

Un autre principe réglementaire auquel nous ferons référence est la notion d'équité entre les différents acteurs affectés par une modification tarifaire à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie on peut lire :

*Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.*

Dans un contexte où les clients font face à un monopole de distribution d'électricité réglementé, les consommateurs doivent avoir l'assurance qu'ils seront traités de manière non discriminatoire et qu'ils paieront un tarif juste et raisonnable. De plus, la stabilité tarifaire réduit les risques d'affaires, ce qui favorise le développement économique au Québec.

---

<sup>11</sup> Dossier R-3492-2002, Document HQD-4, Pages 5 et 6.

12 octobre 2018

Finalement, nous aimerions faire référence à l'Avis de la Régie de l'énergie au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel Perspectives 2030<sup>12</sup>.

Dans le cadre du processus de consultation mis en place par la Régie pour la détermination de son avis, le Distributeur qui avait le statut d'intervenant à déposer un rapport d'expert ayant pour titre 'A Review of the Retail Tariffs of Hydro-Québec Distribution by CHRISTENSEN ASSOCIATES ENERGY CONSULTING, LLC'. Dans la portion du sommaire exécutif de ce rapport qui traite des principes réglementaires sur la tarification on peut lire.<sup>13</sup>:

### *'EXECUTIVE SUMMARY*

#### *Overview*

*This report provides Hydro-Québec Distribution (HQD) with an independent review of its retail rates' ability to achieve the goals of rate design in response to a directive from the Régie de l'énergie. The Company asked Christensen Associates Energy Consulting to conduct this review. This report also investigates a range of current design issues:*

- *The recovery of fixed costs from mass market customers.*
- *Pricing for customers interested in distributed generation (DG).*
- *Pricing of standby generation services for business customers with site generation. Customer class segmentation and the use of industry-specific pricing.*
- *Pricing for customers with competitive alternatives.*
- *Management of cross subsidy and variations in allowed revenue-to-cost ratio across classes.*

#### *Rate Design Principles*

*The report finds that the traditional criteria for rate design—focusing on pricing for economic efficiency and revenue recovery while retaining stress on rate simplicity, fairness, and the avoidance of cross subsidy—are still timely. HQD has two additional criteria:*

- *Maintaining the affordability of electricity service to Domestic customers.*
- *Avoiding deterioration in the competitiveness of Large Power customer rates.*

*Rates also need to be compatible with Québec's recently released long-term energy policy, which stresses environmental sustainability and energy efficiency, among other objectives.*

---

<sup>12</sup> Dossier : R-3972-2016

<sup>13</sup> Dossier : R-3972-2006, pièce : C-HQD-0005, page i

*Additional issues include: 1) impediments to rate rebalancing; and 2) how to achieve rate simplicity.*

(nos soulignés)

L'avis de l'expert retenu par HQD dans ce dossier relate les principes réglementaires généralement applicables dans la conception de tarif de distribution. Ces principes incluent le lien qui doit exister entre les tarifs et le coût de service (revenue recovery), l'importance d'avoir des tarifs peu complexes (simplicity) et l'importance d'avoir des tarifs juste et équitable (fairness). Notre analyse de la proposition du Distributeur dans le présent dossier doit, selon nous, respecter les principes soulevés par l'expert retenus par le Distributeur dans l'extrait ci-dessus.

Toujours dans le sommaire exécutif de ce rapport d'expertise, *Christensen Associates Energy Consulting*, traite spécifiquement de la tarification spécifique par industrie<sup>14</sup> :

*Pricing for specific industries. HQD has tried industry-specific pricing on a limited basis (greenhouses). Other jurisdictions have experimented as well. The practice is not popular with regulators, who regard pricing for broad classes of customers as a way to ensure fairness in ratemaking. HQD is within industry utility and regulatory practice by pursuing rate simplicity by not creating rates for special industries and focusing on portfolio choice that offers customers optional structures that attempt to meet diverse customer needs, regardless of industry.*

(nos soulignés)

L'extrait ci-dessus traite spécifiquement de l'enjeu du présent dossier. Selon la citation ci-dessus, l'expert du Distributeur mentionne que l'application de tarif spécifique par industrie n'est pas une pratique populaire chez les régulateurs économiques, car ce type de tarification peut causer un traitement injuste entre les différentes industries.

L'avis de cet expert a d'ailleurs été reconnu par la Régie dans son avis au ministre<sup>15</sup> :

#### **2.4.1. TARIFS SPÉCIFIQUES OU OPTIONS TARIFAIRES**

*[164] En vertu des principes de réglementation économique, il n'est pas souhaitable qu'un distributeur d'énergie se substitue à l'État pour soutenir un secteur d'activité, un projet particulier ou des industries particulières. D'une part, de telles interventions posent toujours un problème d'équité : quels secteurs d'activité ou industries doivent bénéficier d'un avantage tarifaire? D'autre part, à revenu requis donné, l'avantage tarifaire offert à une catégorie de*

---

<sup>14</sup> Dossier : R-3972-2006, pièce : C-HQD-0005, page iii

<sup>15</sup> Dossier : R-3972-2016, Avis A-2017-01, Pièce : A-0038, section 2.4.1, page 71

12 octobre 2018

consommateur ou à un secteur d'activité sera inévitablement financé par les autres catégories ou secteurs.

[165] Par ailleurs, la revue des meilleures pratiques produite par les experts consultés démontre que les tarifs spécifiques à certaines industries ne sont ni répandus, ni populaires auprès des régulateurs, puisqu'ils vont à l'encontre des objectifs prioritaires d'une structure tarifaire.

[166] Toujours en vertu des principes de réglementation économique, pour aider certaines industries ou l'avènement de certains projets, il est préférable de miser davantage sur la fiscalité ou sur d'autres outils de financement plutôt que sur la tarification de l'électricité.

[167] Advenant que des programmes d'aide spécifique à certaines clientèles soient offerts dans le cadre de tarifs et d'options tarifaires, il importe que ces offres soient temporaires et limitées, et que l'impact sur les tarifs des autres catégories de consommateurs soit clairement identifié.

[168] Par contre, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'offrir à l'ensemble de la clientèle plus de souplesse à travers des options tarifaires telles que la tarification dynamique qui tiennent compte de la réalité des coûts d'Hydro-Québec.

(nos soulignés)

Bien que la Régie traite de la possibilité d'imposer des tarifs spécifiques inférieurs aux tarifs en vigueur, les principes sous-jacents à son positionnement s'appliquent également à des tarifs qui seraient plus élevés que les tarifs en vigueur. En effet, dans l'extrait ci-dessus, la Régie se prononce ainsi sur le fait que les meilleures pratiques ne militent pas en faveur d'une tarification spécifique par industrie. De plus, la Régie mentionne qu'en vertu des principes réglementaires économiques, il n'est pas souhaitable qu'un distributeur d'énergie se substitue à l'État. Cet aspect est déterminant dans le présent dossier puisque le Distributeur appuie sa demande sur une volonté du gouvernement. De plus, la Régie mentionne l'impact que pourrait avoir une tarification spécifique à une industrie sur l'interfinancement entre les catégories de consommateurs. Cette notion d'interfinancement est primordiale si on veut éviter un traitement discriminatoire envers une industrie spécifique.

Comme nous allons le démontrer dans les sections suivantes, nous sommes d'avis que la proposition du Distributeur d'imposer un tarif spécifique à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, ne respecte pas les recommandations de la Régie soumises au ministre dans l'Avis A-2017-01. Cette proposition est également contraire aux principes réglementaires mentionnés par *Christensen Associates Energy Consulting* dans l'extrait ci-dessus.

Nous référerons, au besoin, aux principes mentionnés précédemment dans les sections suivantes du rapport.

**Observation 3 :** Le cadre réglementaire en vigueur au Québec assure que la fixation des tarifs doit être basée sur les coûts de service et ne devrait pas servir à maximiser les revenus du Distributeur. Comme nous le verrons à la section 6,4, l'estimation du coût de service doit également tenir compte de l'impact positif que peut avoir l'implantation d'une nouvelle charge dans les coûts de développement du réseau de transport et de distribution. De plus, toute modification de tarifs ne doit pas servir à modifier le niveau d'interfinancement entre les catégories de consommateurs. Finalement, le cadre réglementaire assure un traitement non discriminatoire à tous les clients du Distributeur, et ce, peu importe la nature de leurs activités commerciales.

Finalement, nous sommes d'avis que la position émise par la Régie dans la section 2.4.1 de l'avis A-2017-01 confirme les éléments ci-dessous à l'effet que l'imposition d'un tarif spécifique à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ne respecte pas les principes réglementaires concernant la tarification des services de Distribution de monopole réglementés.

### 3 Revue des tarifs d'électricité industriels dans d'autres juridictions

Avant de traiter des éléments spécifiques du tarif proposé pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, nous allons présenter une revue des tarifs d'électricité dans différentes juridictions canadiennes pour des consommations correspondant aux profils de consommation de clients aux tarifs M et LG. Nous allons également discuter des nouveaux tarifs applicables aux centres de calcul dans deux juridictions américaines.

#### 3.1 Revue des tarifs d'électricité de moyenne et grande puissance dans différents marchés canadiens

Les tableaux ci-dessous reproduisent certains résultats d'une analyse comparative des tarifs d'électricité des principaux distributeurs canadiens. Cette analyse a été exécutée par Manitoba Hydro<sup>16</sup>. Elle a été faite en 2017 et représente les prix en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2017. L'objectif premier de référer à certains éléments de cette analyse est de démontrer que les tarifs offerts aux clients de moyenne et grande puissance sont relativement compétitifs à travers le Canada et qu'il existe plusieurs distributeurs qui offrent la fourniture de l'électricité à des prix similaires ou même inférieurs à ceux présentement offerts par Hydro-Québec. Les résultats sélectionnés se limitent à trois exemples représentatifs des tarifs qui seront sujets aux nouveaux tarifs proposés par le Distributeur pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, soit les tarifs M et LG.

---

<sup>16</sup> [https://www.hydro.mb.ca/accounts\\_and\\_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf](https://www.hydro.mb.ca/accounts_and_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf)

Tableau 1

<b>Comparaison des tarifs de moyenne puissance (Tarif équivalent au Tarif M d'Hydro-Québec)</b>		
<b>Facture mensuelle pour:</b>		
<b>Poste de transformation détenu par le Distributeur</b>		
<b>Facteur d'utilisation de 90%</b>		
<b>Puissance à facturer : 179 kW</b>		
	<b>Volume mensuel de</b>	
	<b>120 000 kWh</b>	<b>¢/kWh</b>
<b>Hydro-Ottawa</b>	\$18,298	12.248
<b>Nova Scotia Power</b>	\$15,323	12.769
<b>NB Power</b>	\$14,263	11.886
<b>SaskPower</b>	\$13,910	11.592
<b>Saskatoon Light &amp; Power</b>	\$13,907	11.589
<b>Saint John Energy</b>	\$13,871	11.559
<b>BC Hydro</b>	\$10,469	8.724
<b>Hydro Québec</b>	\$10,293	8.578
<b>Newfoundland Power</b>	\$10,227	8.523
<b>ENMAX Corporation</b>	\$8,184	6.82
<b>Manitoba Hydro</b>	\$8,039	6.699

Source : Survey of Canadian Electricity Bills de Manitoba Hydro en date du 1er mai 2017

([https://www.hydro.mb.ca/accounts\\_and\\_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf](https://www.hydro.mb.ca/accounts_and_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf))

Les résultats du tableau 1 montrent qu'il existe trois autres juridictions qui offraient des prix inférieurs à ceux offerts par Hydro-Québec pour un client ayant une puissance souscrite de 179 kW. Sur onze distributeurs sondés, cinq d'entre eux offraient des prix inférieurs à 9 ¢ du kWh. Mis à part la société ENMAX Corporation, les quatre distributeurs ont la particularité d'avoir des ressources hydrauliques importantes.

Tableau 2

<b>Comparaison des tarifs de grande puissance (Tarif équivalent au Tarif LG d'Hydro-Québec)</b>		
<b>Facture mensuelle pour:</b>		
<b>Poste de transformation détenu par le client</b>		
<b>Facteur d'utilisation de 90%</b>		
<b>Puissance à facturer : 7.4 MW</b>		
	<b>Volume mensuel de</b>	
	<b>5 500 000 kWh</b>	<b>¢/kWh</b>
<b>Hydro-Ottawa</b>	\$575,907	10.471
<b>Nova Scotia Power</b>	\$514,731	9.413
<b>SaskPower</b>	\$489,573	8.901
<b>Saskatoon Light &amp; Power</b>	\$489,546	8.901
<b>BC Hydro</b>	\$432,713	7.868
<b>NB Power</b>	\$426,700	7.7758
<b>Newfoundland Power</b>	\$389,847	7.088
<b>ENMAX Corporation</b>	\$299,333	5.442
<b>Hydro Québec</b>	\$290,634	5.284
<b>Manitoba Hydro</b>	\$289,505	5.264

Source : Survey of Canadian Electricity Bills de Manitoba Hydro en date du 1er mai 2017

([https://www.hydro.mb.ca/accounts\\_and\\_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf](https://www.hydro.mb.ca/accounts_and_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf))

Les résultats du tableau 2 qui représente le prix de la fourniture d'électricité pour un client ayant une puissance souscrite de 7,4 MW montrent qu'ENMAX Corporation et Manitoba Hydro offrent des prix similaires à ceux offerts par Hydro-Québec.

Tableau 3

<b>Comparaison des tarifs de grande puissance (Tarif équivalent au Tarif LG d'Hydro-Québec)</b>		
<b>Facture mensuelle pour:</b>		
<b>Poste de transformation détenu par le client</b>		
<b>Facteur d'utilisation de 100%</b>		
<b>Puissance à facturer : 83.3 MW</b>		
	<b>Volume mensuel de</b>	
	<b>62 000 000 kWh</b>	<b>¢ / kWh</b>
<b>Nova Scotia Power</b>	\$5,619,960	9.064
<b>NB Power</b>	\$4,631,000	7.469
<b>SaskPower</b>	\$4,465,355	7.202
<b>BC Hydro</b>	\$3,845,142	6.202
<b>Hydro-Ottawa</b>	\$3,055,761	4.929
<b>Hydro Québec</b>	\$3,028,740	4.885
<b>Newfoundland Power</b>	\$3,026,500	4.881
<b>Manitoba Hydro</b>	\$2,336,460	4.252

Source : Survey of Canadian Electricity Bills de Manitoba Hydro en date du 1er mai 2017 ([https://www.hydro.mb.ca/accounts\\_and\\_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf](https://www.hydro.mb.ca/accounts_and_services/rates/pdf/survey-of-canadian-electricity-bills.pdf))

Le tableau 3 montre les prix offerts pour une puissance souscrite de 83,3 MW où il est démontré qu'il existe plusieurs autres distributeurs canadiens qui offrent des prix compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec.

Les résultats représentés aux tableaux 1, 2 et 3 démontrent qu'il existe plusieurs autres distributeurs qui offrent la fourniture de l'électricité à des prix compétitifs avec les tarifs d'Hydro-Québec.

L'imposition d'une prime minimale de 1 ¢ par kWh au tarif M et au tarif LG pour les clients faisant l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs affectera la position du Québec pour attirer cette industrie en pleine croissance.

**Observation 4 : Il existe plusieurs autres juridictions qui offrent des tarifs compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec. Toute hausse de tarif applicable aux clients industriels opérant des centres de calcul au Québec aura pour impact de favoriser le déplacement et le développement de cette industrie dans les autres provinces.**

### 3.2 Revue de nouveaux tarifs applicables aux centres de calcul

Selon nos recherches, il existe deux états américains où des distributeurs de petite taille ayant des pointes de réseaux inférieures oscillant entre 50 MW et 500 MW ont imposé un tarif en réaction à la hausse de demande relativement importante due à des centres de calcul. À titre comparatif, la pointe du réseau au Québec a été de 38 204 MW en 2017<sup>17</sup>, soit un niveau 76 fois supérieur aux plus gros réseaux ayant mis en place un tarif particulier aux centres de calcul. À notre connaissance, il existe quatre distributeurs qui ont mis en place de tels tarifs :

#### Municipal Power Agency (NYMPA) (État de New York)

Le NYMPA est un regroupement de 36 municipalités ayant des demandes de pointe oscillant entre 1,5 MW et 122 MW pour la ville de Plattsburgh. Le 15 mars 2018, le New York Public Service Commission approuve un tarif applicable à l'usage cryptographique pour des monnaies virtuelles<sup>18</sup>. Dans l'avis public annonçant l'approbation du nouveau tarif, le commissaire John B. Rhodes mentionne :

*We always welcome and encourage companies to build and grow their businesses in New York," said Commission Chair John B. Rhodes. "However, we must ensure business customers pay an appropriate price for the electricity they use. This is especially true in small communities with finite amounts of low-cost power available. If we hadn't acted, existing residential and commercial customers in upstate communities served by a municipal power authority would see sharp increases in their utility bills*

Contrairement à la situation qui prévaut au Québec, le NYMPA est constitué de petites villes avec des limitations régionales qui accentuent l'impact que pourrait avoir de nouvelles charges industrielles, même petites, sur l'équilibre offre-demande de ce réseau.

#### Massena Electric Department (État de New York)

Le Massena Electric Department est un distributeur municipal situé dans le nord de l'État de New York qui dessert 9 000 clients avec une pointe de réseau d'approximativement 50 MW. Le 12 juillet 2018, le

<sup>17</sup> Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec, page 77.

<sup>18</sup> <http://www3.dps.ny.gov/pscweb/WebFileRoom.nsf/Web/52BF38680307E75E85258251006476F0/%24File/pr18018.pdf?OpenElement>

12 octobre 2018

New York Public Service Commission approuve un tarif applicable au centre de calcul associé aux cryptomonnaies. À la différence du tarif du NYMPA, le nouveau tarif permettra aux clients à forte densité de charge, tels que les centres de calcul destinés à la cryptomonnaie, de bénéficier du service en vertu d'un contrat de service individuel. Le tarif de l'accord de service individuel comprend des dispositions qui protégeront les clients existants de l'augmentation des coûts d'approvisionnement résultant du nouveau service. Dans l'avis public annonçant l'approbation du nouveau tarif, il est mentionné:

*As part of our continuing effort to balance the needs of existing customers with the need to attract new companies, we must ensure that business customers pay a fair price for the electricity that they consume," said Commission Chair John B. Rhodes. "However, given the abundance of low-cost electricity in Upstate New York, there is an opportunity to serve the needs of existing customers and to encourage economic development in the region.*

*Under the rules approved today, cryptocurrency customers and other high-density-load customers will be eligible for service under an individual service agreement if their maximum demand exceeds 300 kW, and the customer provides benefits to the utility. The change allows Massena to recognize potential benefits associated with high-density-load customers, such as increased utilization of currently underutilized transmission and distribution facilities.*

(nos soulignés)

L'extrait ci-dessus démontre une considération pour le potentiel de retombées économiques liées à cette industrie. De plus, le nouveau tarif est conçu pour protéger les clients existants en s'assurant que les nouveaux clients paient pour le coût du service uniquement. Il n'est pas question de modifier le niveau d'interfinancement. Finalement, le New York Public Service Commission souligne l'impact positif que peut apporter l'implantation de nouveaux clients industriels sur l'utilisation de capacité de transport et de distribution excédentaire. En d'autres mots, le tarif a été conçu pour prendre en considération la localisation des nouvelles charges. En conclusion, le tarif est justifié par le fait que la petite taille du Distributeur fait en sorte que toute nouvelle charge industrielle liée aux centres de données peut avoir un impact significatif sur les tarifs de clients existants. Toutefois, malgré cet impact, le tarif a été conçu pour encourager l'arrivée des centres de calcul en optimisant l'impact de leur implantation sur le réseau.

#### Chelan County Public Utility District (État de Washington)

Le Chelan County (PUD) (le District) est un distributeur municipal situé dans le nord de l'État de Washington qui dessert 9 000 clients avec une pointe de réseau d'approximativement 500 MW. La consommation annuelle d'énergie est d'un peu moins de 2 TWh. Le 18 juillet 2016, le Chelan County PUD a approuvé un nouveau tarif basé sur la concentration de consommation d'électricité par surface de

12 octobre 2018

plancher<sup>19</sup>. Cette décision était en réaction à une hausse relativement importante de nouvelles charges liées à l'utilisation de centres de calcul sur leur réseau. Les commissaires ont basé leur décision sur une recommandation provenant d'un rapport interne intitulé « Final High Density Load Staff Report »<sup>20</sup>. Dans ce rapport, on y explique qu'à partir de 2014, le District a reçu des demandes de clients ayant un profil de charge inhabituel. Ces demandes provenaient de petits centres de calcul liés à la cryptographie et aux monnaies virtuelles. Ces nouveaux clients installaient leur équipement informatique dans de petits entrepôts désaffectés, dans d'anciens lavoirs, ou même dans des conteneurs mobiles. Le rapport explique que la problématique venait du fait que la petite taille de ces clients faisait en sorte qu'ils pouvaient déplacer leur équipement à peu de frais et créaient des stress importants sur des portions du système. Le rapport fait une distinction entre l'impact de ces petits clients vs des clients ayant des installations permanentes :

*Compounding the effects, the load of these small server farms often proved to be unusually mobile. Generally, large server farms invest substantial amounts in infrastructure, which ties them to a particular site. However, that has not been the experience of the District with the smaller server farms to which the proposed HDL rate applies. Many of the small server farms locating in the District's service area undertook minimal infrastructure investment by leasing existing low-cost commercial spaces, freeing the operators to simply truck their servers from one location to another. Large amounts of server farm loads have relocated within or in and out of the District's service area. These relocations result in unpredictable electrical use fluctuations in the affected areas, causing stress to the distribution system designed to handle traditional, predictable residential and commercial loads. In sum, these new loads have the potential to drastically change the configuration of the District's distribution infrastructure.*

(nos soulignés)

Le tarif proposé répond à une problématique spécifique à l'impact de clients de petite taille n'offrant aucune garantie de stabilité. Le rapport souligne que les plus gros centres de calcul ne sont pas la cause des problèmes qui ont nécessité le nouveau tarif.

De plus, il fait mettre en perspective le volume de nouvelles demandes par rapport à la taille du système en question. À cet effet, le rapport mentionne :

*The District received inquiries for service from server farms at such a high rate that, by early 2015, if all such requests were served, the added load would have doubled the District's current total retail load.*

---

<sup>19</sup> <https://www.chelanpud.org/about-us/newsroom/news/2016/07/19/pud-board-approves-new-rate-for-high-density-load-customers>

<sup>20</sup> Chelan County PUD, Final High Density Load Staff Report, pages 3 à 9.  
<https://www.chelanpud.org/docs/default-source/commission/final-hdl-staff-report-7-14-2016.pdf>

Dans l'extrait ci-dessus, on mentionne que la somme de nouvelles demandes représentait le double de la demande existante. La petite taille du réseau de district explique en partie l'implantation du tarif. Les comparatifs avec un réseau de la taille du Québec (plus de 40 000 MW de capacité installée) doivent donc être faits avec précaution.

Concernant le nouveau tarif, contrairement à la proposition du Distributeur, il ne s'applique pas spécifiquement à l'usage, mais plutôt aux caractéristiques de consommation, soit la concentration de consommation électrique par surface de plancher. De plus, contrairement à la proposition du Distributeur, il ne vise pas à faire un profit aux dépens des nouveaux clients dans l'intérêt du distributeur et des clients existants :

*The reasonable long-term solution for serving HDL customers is to develop a new rate designed to recover the costs of serving such loads.*

(nos soulignés)

Le tarif proposé dans ce rapport parle de récupérer les coûts associés à ces nouveaux clients. Cette proposition est cohérente avec la pratique réglementaire dans l'industrie de la distribution d'électricité où les tarifs sont basés sur le coût de service et non sur la maximisation des revenus.

#### Grant County Public Utility District (État de Washington)

Le Grant County (PUD) (Le District) est un distributeur municipal situé dans le nord de l'État de Washington qui dessert 46 000 clients avec une pointe de réseau d'approximativement 700 MW. La consommation annuelle d'énergie est d'approximativement 5 TWh. Avec une capacité de production de près de 1 000 MW, le District est un exportateur net. Le 28 août 2018, le Grant County PUD a approuvé un nouveau tarif applicable aux centres de calcul dédiés à la cryptomonnaie<sup>21</sup>. Le nouveau tarif impose une hausse progressive importante des tarifs à ces clients. Cette hausse est justifiée par le risque inhérent à l'industrie de la cryptomonnaie. Le Distributeur justifie cette décision par l'ampleur des nouvelles demandes en relation avec la petite taille de leur système.

*Since summer 2017, Grant PUD has received new service inquiries for more than 2,000 megawatts of power — more than three times the electricity needed to power all Grant County homes, farms, businesses and industry. Approximately 75 percent of those requests are from cryptocurrency miners.*

Comme mentionné précédemment, il faut être prudent lorsque que l'on compare la situation dans un petit réseau à celle du réseau québécois où la capacité d'absorption de nouvelles charges industrielles est bien plus grande, particulièrement dans les situations où il y a des installations industrielles désaffectées pouvant accueillir de nouvelles charges.

---

<sup>21</sup> [https://www.grantpud.org/news?nid=MzI2&page=1&month\\_year=&#srln](https://www.grantpud.org/news?nid=MzI2&page=1&month_year=&#srln)

**Observation 5** : L'imposition de nouveaux tarifs pour les clients faisant un usage intensif de l'électricité dans les quatre juridictions américaines discutées précédemment a la particularité de concerner des juridictions de taille modeste les rendant plus vulnérables à toute hausse industrielle soudaine. La comparaison avec la situation du Québec doit en effet tenir compte de cette différence de proportionnalité. Finalement, trois des quatre tarifs discutés dans cette section sont basés sur le principe réglementaire de la fixation des tarifs par le coût de service. Les régulateurs ont soulevé l'importance de l'impact positif du développement économique lié à cette industrie dans la mesure où ces installations sont des installations fixes. Finalement, le régulateur new-yorkais a mentionné l'impact positif que pourrait avoir l'implantation de nouvelles charges industrielles pour l'optimisation des réseaux de distribution et de transport notamment en tenant compte de la localisation des installations.

## 4 Équilibre offre-demande en énergie et en puissance

Étant donné que l'un des enjeux du présent dossier est l'impact pour le Distributeur de devoir alimenter des nouvelles demandes industrielles, nous avons jugé pertinent d'évaluer l'équilibre offre-demande pour l'énergie ainsi que pour la puissance. Nous allons également analyser la stratégie d'approvisionnement passée mise en place par le Distributeur lorsqu'il faisait face à des prévisions de croissance importante.

### 4.1 Équilibre offre-demande en énergie

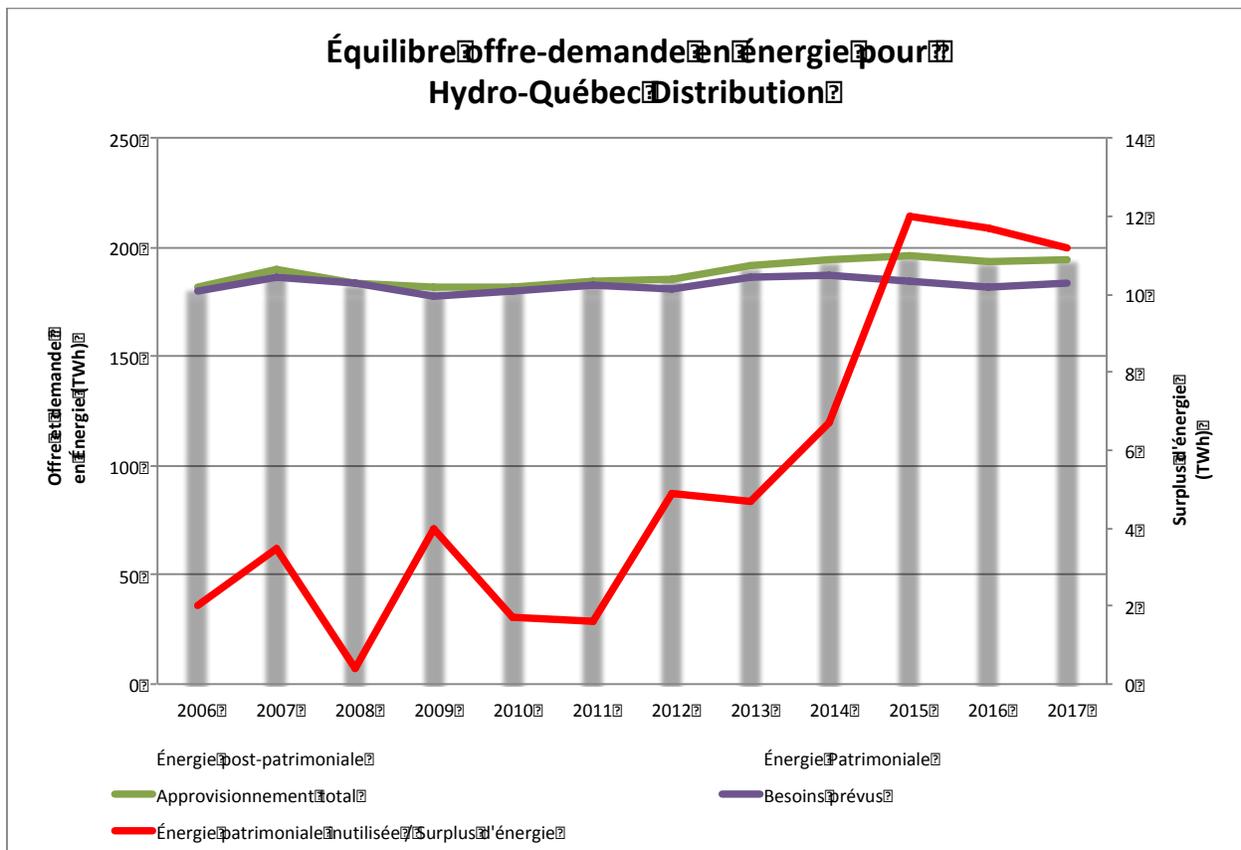
Comme on peut le constater au graphique 2, durant la période 2006-2017, la demande globale du Distributeur a été plutôt stable avec des besoins en énergie annuels moyens de 183 TWh. Toutefois, durant la même période, les ressources disponibles du Distributeur ont connu une augmentation importante soit de 13 TWh. Cette hausse est encore plus importante si l'on considère que le Distributeur a également sous contrat jusqu'en 2026, avec TransCanada Énergie, un bloc d'énergie additionnel de 4,4 TWh provenant de la centrale thermique de Bécancour. Cette centrale qui a été en opération quelques mois uniquement est présentement en arrêt permanent. Lors des audiences du dossier de la GDP Affaires, un représentant du Distributeur a mentionné que le prix de l'énergie qui serait produite par cette centrale serait de l'ordre de 4¢ du kWh<sup>22</sup>, soit un niveau relativement faible par rapport aux autres contrats postpatrimoniaux du Distributeur. Du point de vue environnemental, il y a lieu de considérer la possibilité de répondre aux besoins des centres de calcul avec la centrale de TCE qui génère moins de gaz à effet de serre que les centrales aux charbons situées dans d'autres juridictions (ex. : certains états américains, l'Alberta, la Chine, etc.) offrant également des prix concurrentiels pour les centres de calcul. En plus d'offrir une alternative d'offre d'énergie et de puissance pour répondre aux nouveaux besoins du Distributeur, la remise en marche de cette centrale située près des zones de charge du Québec aurait

---

<sup>22</sup> Dossier R-4041-2018, pièce A-0040, page 150.

comme impact de réduire les besoins d'investissement du Transporteur pour pallier à la fermeture de la centrale de Gentilly-2 en 2012.

Graphique 2



Source: Dossiers tarifaires d'Hydro-Québec

Ce déséquilibre entre l'offre et la demande, représenté au graphique 2, fait en sorte que le Distributeur a des surplus en énergie importants. Selon les données préparées par le Distributeur dans le cadre du suivi du plan d'approvisionnement 2017-2026<sup>23</sup>, la présence de surplus d'énergie persistera pour les années futures avec une valeur annuelle moyenne de 9,8 TWh. Cette prévision inclut l'estimation du Distributeur

<sup>23</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivi/SuiviD-2017-140\\_PlanAppro2017-2026/HQD\\_SuiviPlanAppro2017-2026\\_31oct2017.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivi/SuiviD-2017-140_PlanAppro2017-2026/HQD_SuiviPlanAppro2017-2026_31oct2017.pdf), Tableau 6, page 10.

pour les surplus en énergie de 14,2 TWh pour l'année 2018<sup>24</sup>. Les surplus en énergie du Distributeur sont représentés par la ligne rouge.

Les surplus d'énergie sont fortement corrélés aux ajouts d'énergie provenant de contrats postpatrimoniaux signés au cours des dernières années. En effet, tout besoin d'électricité du Distributeur dépassant le bloc d'énergie patrimonial de 178,9 TWh est considéré comme étant de l'énergie postpatrimoniale. Tout contrat postpatrimonial doit être octroyé par un processus d'appel d'offres et ensuite approuvé par la Régie. Ces ajouts découlent de processus d'appels d'offres du Distributeur tenu entre les années 2002 et 2013. Les approvisionnements postpatrimoniaux totaux liés à ces appels d'offres représentent un peu plus de 20 TWh et près de 5 000 MW de capacité installée.

Les premiers appels d'offres tenus entre 2002 et 2005 qui représentent 17 TWh des 20 TWh totaux ont été justifiés par la prévision du Distributeur faite dans le cadre du plan d'approvisionnement 2002-2011. En effet, le Distributeur anticipait à l'époque un accroissement important de la demande. L'accroissement prévu était de 20,3 TWh pour la période 2001-2011. Il est également souligné que près de la moitié de cette croissance était attribuable aux secteurs industriels grandes entreprises. Vous trouverez ci-dessous un extrait de la décision de la Régie approuvant le plan d'approvisionnement 2001-2011 du Distributeur<sup>25</sup>:

*Le distributeur mentionne que le secteur industriel grandes entreprises contribue à la plus grande part de la croissance prévue des ventes, qui s'élève à 9,8 TWh pour la période 2001-2011, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,6 %. Cette croissance est attribuable en grande partie aux projets d'investissements dans les secteurs de la fonte et affinage et des pâtes et papiers ainsi qu'au transfert à Hydro-Québec Distribution de trois usines de pâtes et papier auparavant alimentées par Alcan<sup>9</sup>.*

(nos soulignés)

À la suite de cette décision de la Régie, le Distributeur a procédé à de nombreux appels d'offres pour répondre en partie à la demande industrielle, et ce, même si le prix moyen par kWh des nouveaux approvisionnements était supérieur aux prix payés par les clients du secteur industriel grandes entreprises. Comme il est prévu par la Loi sur la Régie de l'énergie, tous les contrats d'approvisionnement du Distributeur doivent être approuvés par la Régie. De toute évidence, en approuvant les contrats d'énergie postpatrimoniaux à des coûts d'énergie supérieurs aux prix de vente, la Régie a jugé qu'il était souhaitable de répondre à la demande de la clientèle (incluant la clientèle du secteur industriel grandes entreprises) que de considérer la rentabilité marginale liée à ces nouveaux contrats patrimoniaux.

---

<sup>24</sup> [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0017-Demande-Piece-2018\\_07\\_27.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0017-Demande-Piece-2018_07_27.pdf), Voir énergie patrimoniale inutilisée au Tableau 2, page 6.

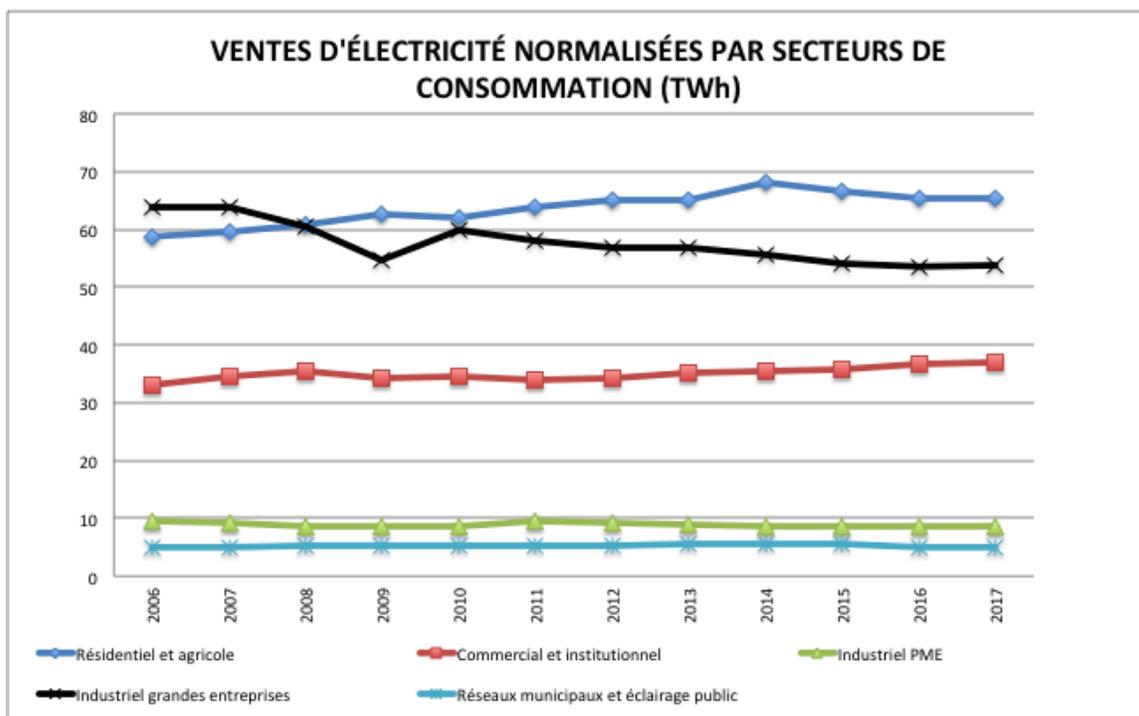
<sup>25</sup> D-2002-17, page 8 (<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2002-17.pdf>)

De plus, comme nous allons en traiter dans la section suivante, la demande industrielle pour cette même période a baissé de manière marquée contrairement aux attentes du Distributeur.

#### 4.2 Évolution historique de la demande d'électricité

Le graphique 3 montre l'évolution historique de la demande d'électricité, par secteur d'activités, pour la période 2006-2017.

Graphique 3

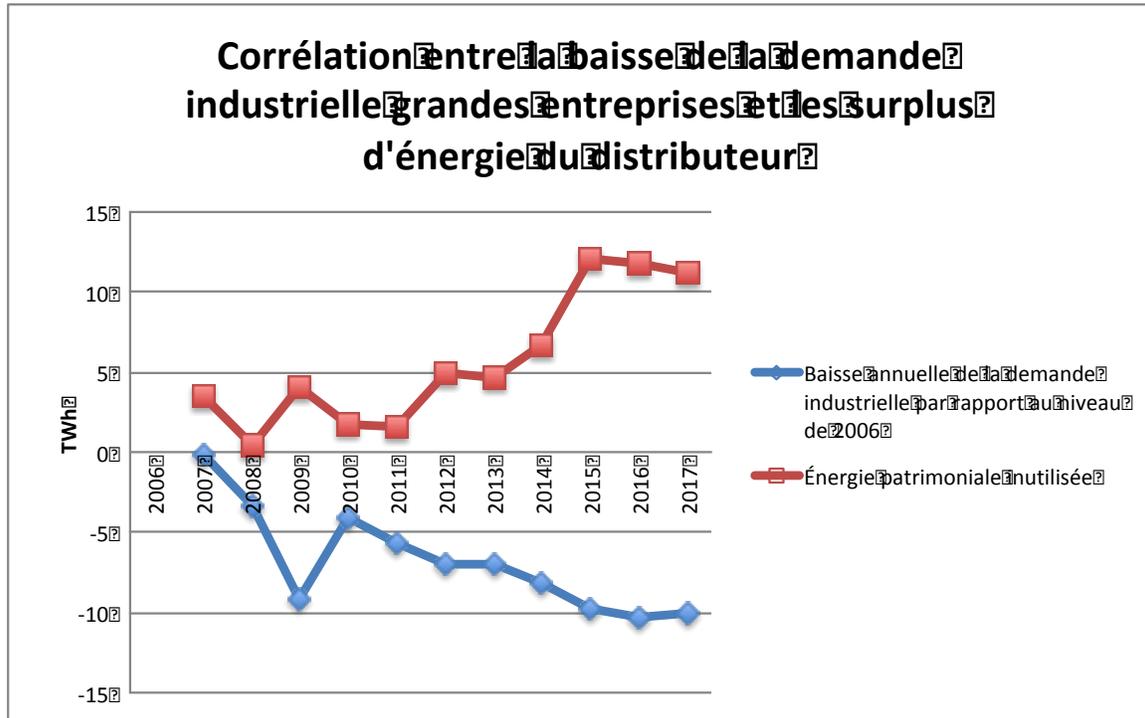


Source: Plan d'approvisionnement 2017-2026

Le graphique 3 montre que le secteur industriel grandes entreprises a connu une baisse significative qui a compensé, presque en totalité, la hausse de la demande en électricité des autres secteurs.

Le graphique 4 représente la corrélation entre la baisse de la demande industrielle annuelle par rapport à son niveau de 2006 et le volume annuel de surplus d'énergie du Distributeur.

Graphique 4

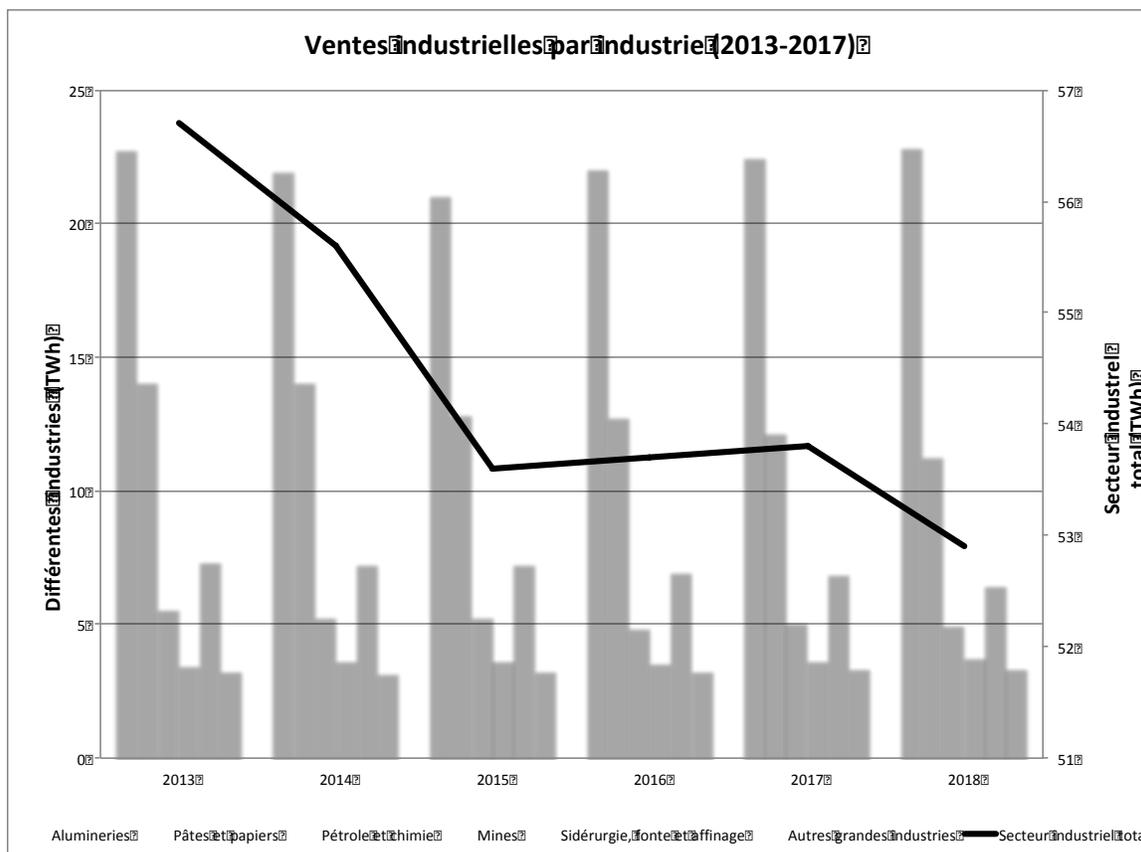


Source: Plan d'approvisionnement 2017-2026 (R-3986-2016) et dossiers tarifaires du Distributeur

Ce graphique montre une forte corrélation entre la baisse de la demande industrielle et les surplus d'électricité du Distributeur.

Afin de bien comprendre ce qui explique la baisse de la demande industrielle, nous avons représenté sous forme de graphique l'évolution de la demande d'électricité des différentes industries qui composent la demande du secteur industriel grandes entreprises. Il faut noter que les données détaillées par type d'industrie n'étaient pas disponibles pour les années antérieures à 2013.

Graphique 5



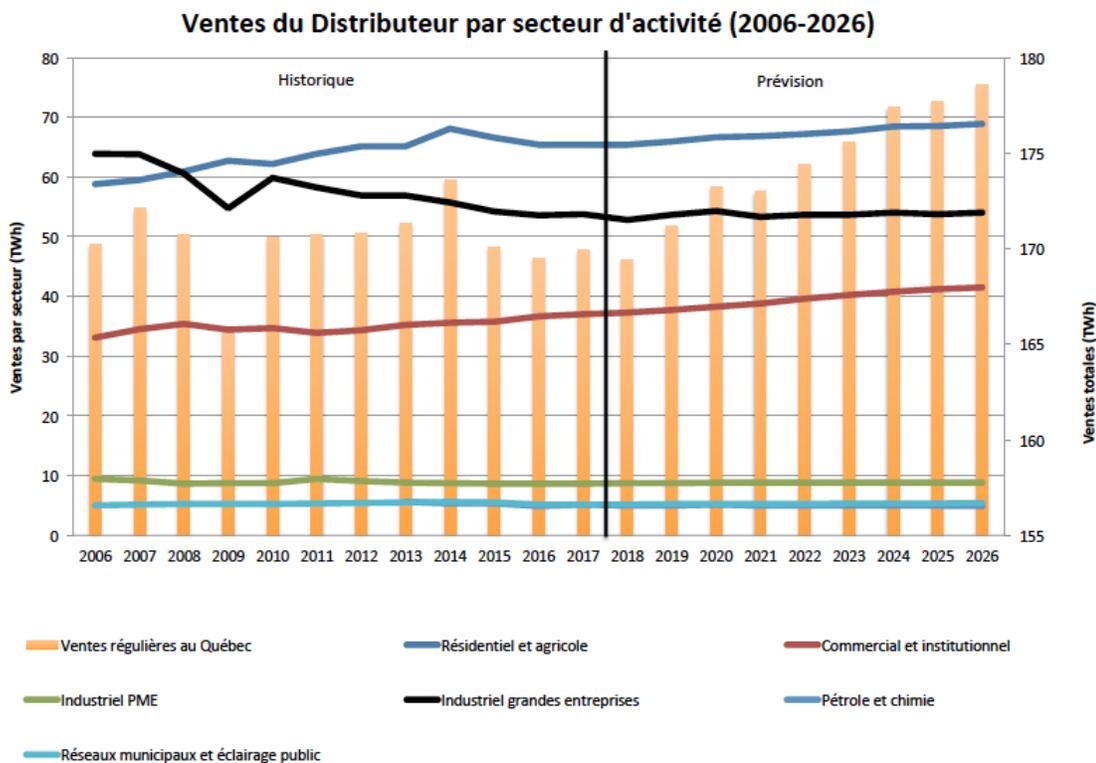
Source: Plan d'approvisionnement 2017-2026 (R-3986-2016)

La demande industrielle grande entreprise a connu une baisse globale de 2,9 TWh durant la période 2013-2018. Soixante-six pour cent (66%) de cette décroissance était attribuable à l'industrie des pâtes et papiers tandis que les secteurs pétrole et chimie ainsi que fonte, affinage et sidérurgie ont connu des décroissances de 17% respectivement.

### 4.3 Prévision des ventes pour la période 2017-2026

Le graphique 6 montre la prévision des ventes pour la période 2017-2026.

Graphique 6



Source: Plan d'approvisionnement 2017-2026 (R-3986-2016)

Selon les prévisions du Distributeur utilisées pour concevoir le graphique 6 les ventes du secteur industriel grandes entreprises resteront stables pour la période 2017-2026. Le Distributeur prévoit des hausses des ventes de 8 TWh dans les secteurs résidentiel et agricole ainsi que commercial et institutionnel.

Selon nous, la prévision du Distributeur doit être considérée par la Régie pour évaluer la pertinence d'un des « attendus » du décret no 646-2018 où il est mentionné :

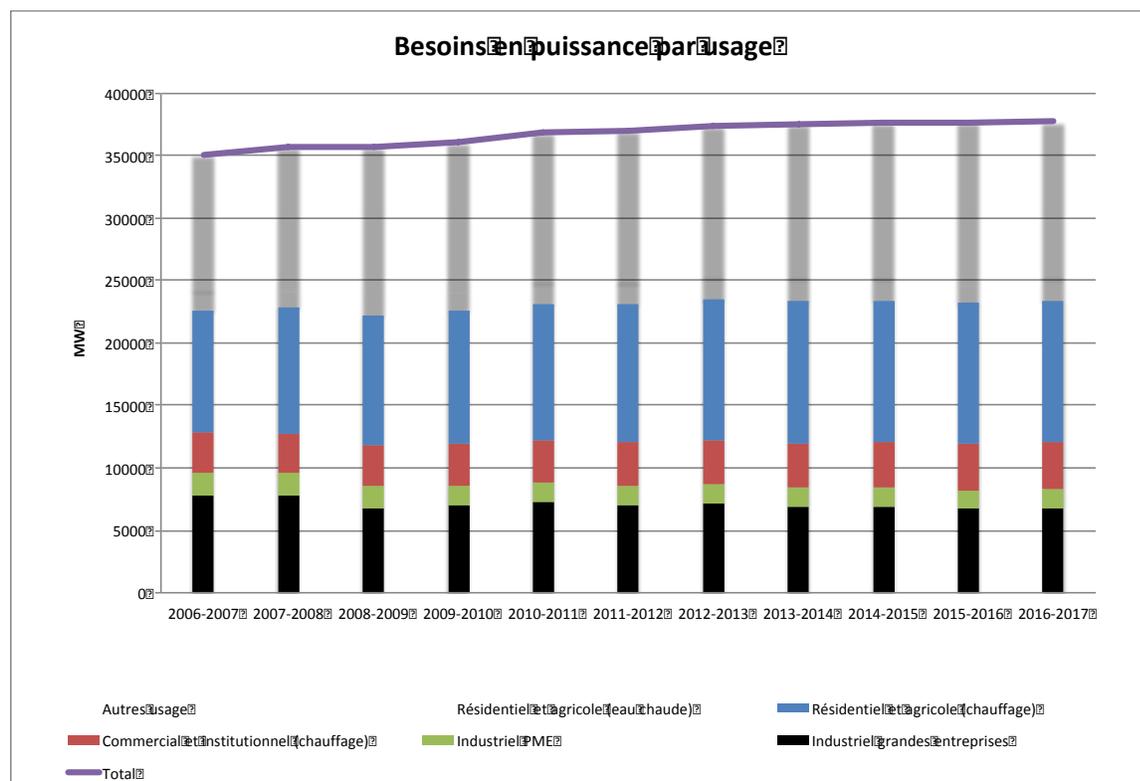
*ATTENDU QUE cette situation est susceptible de compromettre le développement économique de secteurs d'importance au Québec, notamment l'aluminium et la métallurgie, pour lesquels la disponibilité en énergie est essentielle;*

En considérant la prévision du Distributeur concernant la demande du secteur de l'aluminium, il semble peu probable que l'arrivée d'une nouvelle demande industrielle en provenance des centres de calcul de puissance puisse compromettre le développement économique de ce secteur. De plus, notre compréhension du cadre réglementaire en vigueur est que la tarification est déterminée selon des critères neutres de caractéristiques de consommation d'énergie et non sur des caractéristiques spécifiques à une industrie.

#### 4.4 Équilibre offre-demande en puissance

La notion de puissance fait référence au volume d'électricité requis pour répondre aux besoins de pointe à l'heure où la demande du Distributeur est la plus élevée de l'année. Contrairement aux besoins en énergie, les besoins en puissance, au moment de la pointe annuelle du réseau, ont augmenté sur la période 2006-2017.

Graphique 7



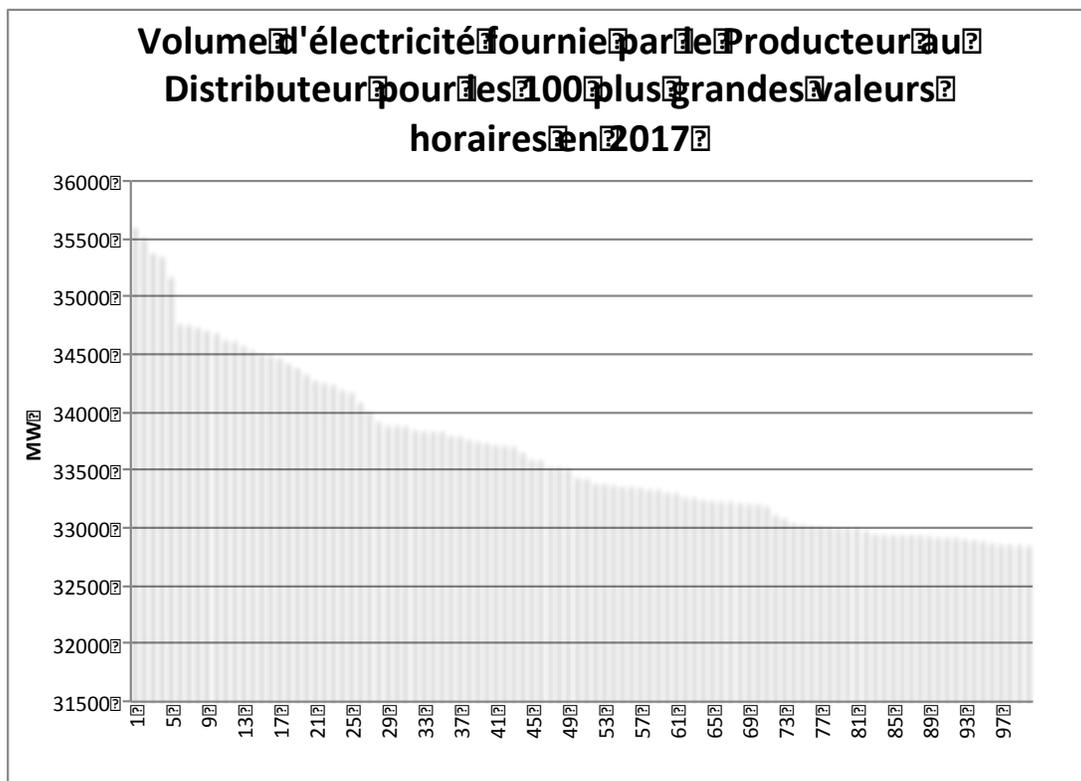
Source: Plan d'approvisionnement 2017-2026 (R-3986-2016)

Les besoins en puissance de l'hiver 2016-2017 étaient de 37 722 MW, soit 2 652 MW de plus que les besoins en puissance de l'hiver 2006-2007. Cette hausse globale des besoins en puissance inclut une décroissance de 1 012 MW des besoins de puissance du secteur industriel grandes entreprises. La clientèle résidentielle est principalement responsable de cette hausse des besoins en puissance.

Les besoins en chauffage pour les secteurs résidentiel et agricole ainsi que commercial et institutionnel représentaient 40% des besoins de puissance à la pointe du réseau à l'hiver 2016-2017. C'est au moment des grandes vagues de froid que surviennent ces épisodes, et ce, pour des périodes de quelques heures consécutives seulement. Les pointes hivernales surviennent généralement entre 6h00 et 9h00 ou entre 16h00 et 20h00 durant les jours ouvrables. La demande pendant ces quelques heures peut varier de plusieurs milliers de MW.

Afin de bien illustrer les besoins en puissance du Distributeur, nous avons représenté au graphique 8 les 100 plus grandes valeurs horaires de l'énergie fournie par Hydro-Québec Production (le Producteur) au Distributeur pendant l'année 2017.

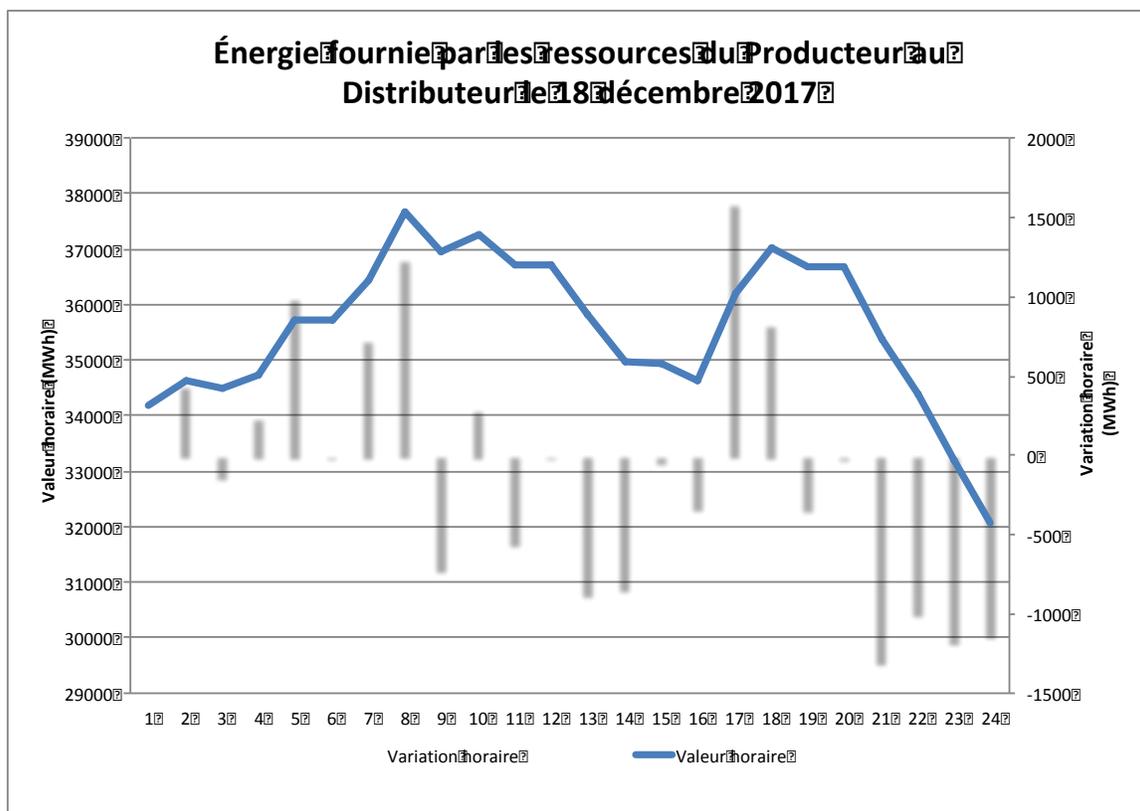
Graphique 8



Source: suivie de l'entente-cadre pour l'année 2017

Comme nous pouvons le constater au graphique 8 il existe un différentiel de près de 3000 MW entre le plus grand volume horaire d'énergie fournie par le Producteur et le 100<sup>e</sup> plus grand volume horaire en énergie. Cela est une indication que les besoins de puissance du Distributeur sont concentrés dans les heures de fine pointe et que tout nouveau client du Distributeur qui accepte de ne pas consommer durant ces heures ne génère pas de besoins additionnels en puissance. Nous traiterons des programmes commerciaux offerts par le Distributeur à sa clientèle commerciale et industrielle à la section 5. Comme nous l'avons mentionné précédemment, les besoins de pointe sont grandement liés au profil de consommation des clients résidentiels. Afin de bien saisir ce phénomène, nous avons représenté au graphique 9 la fourniture en électricité horaire du Producteur au Distributeur durant une journée typique de grande consommation. Nous avons ainsi utilisé les données horaires du 18 décembre 2017 pour la conception du graphique 9.

Graphique 9



Source: Suivi de l'entente-cadre pour l'année 2017

Le graphique 9 illustre la grande variabilité horaire des volumes d'énergie nécessaire à la desserte de la charge du Distributeur. On peut percevoir que les périodes de grande charge lors d'une journée froide

correspondent aux périodes où les ménages résidentiels sont les plus actifs dans leur consommation d'électricité, soit le matin et à l'heure du repas du soir.

L'ajout de charge industrielle avec un profil de consommation stable, disposé à s'effacer en période pointe, est bénéfique au plan économique puisqu'il augmente le facteur d'utilisation des équipements de distribution, transport et de production mise en place pour répondre aux besoins de pointe. Un plus grand facteur d'utilisation fait en sorte qu'il y a moins de périodes où il y a du capital inutilisé.

#### 4.5 Ressources en puissance du Distributeur

En plus des besoins en puissance prévus pour répondre aux besoins de sa clientèle, le Distributeur doit également prévoir une réserve de fiabilité équivalente à 10 % de ses besoins de pointe. À titre d'exemple, pour l'hiver 2017-2018, le Distributeur prévoyait avoir des besoins de puissance de 37 853 MW ainsi qu'une réserve additionnelle de 3 687 MW pour un total de 41 540 MW. Le Distributeur a donc dû s'assurer d'avoir des ressources en puissance pour répondre à une pointe de 41 540 MW.

Ces ressources consistaient aux éléments suivants:

- Énergie patrimoniale: 37 742 MW
- Contrats postpatrimoniaux: 2 427 MW
- Gestion de la demande en puissance: 1 170 MW
- Abaissement de tension: 250 MW
- Autres producteurs offrant de la puissance de court terme: 251 MW

La gestion de la demande en puissance signifie que certains clients industriels et institutionnels acceptent de s'effacer aux moments de la pointe de réseau moyennant rémunération du Distributeur. Ces programmes de gestion de la demande consistent à couper la consommation des clients participants pour un maximum d'heures n'excédant pas 100 heures par hiver. Ce critère de participation, lié au nombre d'heures maximales, confirme que les besoins de pointe sont concentrés dans les 100 heures de forte demande.

La nécessité d'avoir recours à la gestion de la demande signifie que les récents ajouts de productions liés aux nombreux appels d'offres discutés précédemment ne suffisent pas à répondre aux besoins de puissance.

Cela s'explique principalement par le fait que la production récemment ajoutée était en grande partie de nature intermittente (énergie éolienne) et par le fait que le Distributeur ait décidé de ne pas utiliser la centrale thermique de Bécancour d'une capacité de 547 MW.

En conclusion, toute nouvelle charge industrielle qui accepte de ne pas consommer en période de fine pointe ne crée pas de besoins additionnels en puissance.

#### 4.6 Prévision des besoins en puissance pour la période 2017-2026

Compte tenu de la croissance prévue pour la période 2017-2026 des ventes aux secteurs résidentiels et institutionnels, le Distributeur prévoit procéder prochainement à un appel d'offres de puissance de long terme pour répondre à des besoins de puissance pour l'hiver 2023-2024<sup>26</sup>. L'ajout de charge industrielle disposée à se retirer lors des périodes de pointe n'aura pas d'influence sur l'équilibre offre-demande de puissance du Distributeur.

**Observation 6 :** Notre analyse des données historiques ainsi que des prévisions les plus récentes du Distributeur nous amène à faire les constats suivants:

- Le Distributeur a procédé à de nombreux appels d'offres pour des approvisionnements en énergie afin de répondre à un besoin anticipé de demandes qui était en grande partie lié aux besoins industriels;
- La Régie de l'énergie a approuvé la stratégie d'approvisionnement du Distributeur ainsi que les nombreux contrats d'approvisionnement qui ont résulté de cette stratégie;
- La Régie a approuvé cette stratégie malgré le fait que le coût marginal des nouveaux approvisionnements excédait le revenu marginal des nouvelles ventes industrielles;
- Au lieu des hausses de ventes anticipées du secteur industriel, les ventes de ce secteur ont, dans les faits, baissé sur la période 2006-2017;
- La combinaison des nouveaux contrats d'approvisionnement et la baisse de la demande industrielle a créé des surplus d'énergie importants et persistants;
- Plusieurs des secteurs industriels traditionnels du Québec connaissent une décroissance structurelle persistante;
- La hausse des ventes au secteur résidentiel a augmenté les besoins en puissance du Distributeur;
- La nature intermittente d'une grande partie de l'électricité postpatrimoniale jumelée à la décision de ne pas mettre en opération la centrale thermique de Bécancour a fait en sorte de limiter les approvisionnements en puissance;
- La combinaison de la hausse des ventes du secteur résidentiel avec la faible contribution en puissance des contrats d'approvisionnement postpatrimonial a fait en sorte que le Distributeur doit avoir recours à des programmes de réduction de la demande pour équilibrer son bilan en puissance;
- Le Distributeur prévoit procéder à un appel d'offres de puissance de long terme pour répondre à ses besoins à l'hiver 2023-2024;
- De par le comportement des consommateurs d'électricité au Québec, les besoins en

---

<sup>26</sup> Dossier : R-4041-208, pièce B-0004, page 8, lignes 31 à 33.

puissance du Distributeur sont concentrés sur de très courtes périodes ne totalisant pas 100 heures.

Compte tenu des constats listés ci-dessus, nous considérons que le Distributeur a les ressources nécessaires pour répondre aux besoins anticipés en électricité de centres de calcul. En effet, le Distributeur a près de 10 TWh annuel de surplus d'énergie pouvant desservir de nouvelles charges industrielles. De plus, dans la mesure où les centres de calcul sont disposés à réduire leur consommation en périodes de pointe, la desserte de celle-ci ne causerait aucun besoin additionnel de puissance pour Hydro-Québec. Finalement, étant donné qu'Hydro-Québec n'anticipe aucune croissance significative du secteur industriel grandes entreprises, incluant le secteur de l'aluminium, elle a tout intérêt à favoriser l'émergence d'une industrie en pleine croissance qui pourrait prendre le relais des industries en déclin. Finalement, en plus de favoriser le développement économique régional, en s'installant en région, les centres de calcul permettent à Hydro-Québec d'optimiser l'utilisation de son réseau en augmentant la demande à des endroits où Hydro-Québec a des surplus d'électricité. Cette optimisation de l'utilisation du réseau permet ainsi d'éviter des investissements coûteux (ex.: ligne à haute tension) liés au réseau de transport d'Hydro-Québec.

## **5 Comparaison économique entre le tarif proposé aux clients faisant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les tarifs applicables aux autres clients industriels ayant le même profil de consommation**

Dans cette section, nous ferons une revue des tarifs applicables pour des clients ayant un profil de charge similaire aux clients industriels opérant des centres de calcul, soit les tarifs M, LG et le tarif de développement économique. De plus, nous allons traiter du programme GDP Affaires et de l'option d'électricité interruptible qui offre une compensation monétaire aux clients de moyenne et grande puissance disposés à réduire leur consommation en période de pointe.

## 5.1 Description des tarifs<sup>27</sup>

### Tarif de moyenne puissance – Tarif M

Le tarif général M s'applique à l'abonnement de moyenne puissance dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kilowatts au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

La structure du tarif mensuel M pour un abonnement annuel est la suivante :

- 14,46 \$ le kilowatt de puissance à facturer, plus
- 4,99 ¢ le kilowattheure pour les 210 000 premiers kilowattheures, et
- 3,70 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée.

Le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ si l'électricité livrée est monophasée ou de 36,99 \$ si elle est triphasée. S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits dans les articles 10.2 et 10.4 s'appliquent.

La puissance à facturer au tarif M correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est jamais inférieure à la puissance à facturer minimale.

### Tarif de grande puissance – Tarif LG

Le tarif LG s'applique à l'abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle.

La structure du tarif mensuel LG est la suivante :

- 13,14 \$ le kilowatt de puissance à facturer, plus
- 3,43 ¢ le kilowattheure.

S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits dans les articles 10.2 et 10.4 s'appliquent.

La puissance à facturer au tarif LG correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est jamais inférieure à la puissance à facturer minimale.

---

<sup>27</sup> Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec Distribution en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2018  
(<http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>)

**Tarif de développement économique<sup>28</sup>**

Est admissible à ce programme tout client prévoyant mettre en service de nouveaux équipements dans un secteur d'activité porteur de développement économique, que ce soit dans le cadre de l'expansion d'une installation existante ou de l'implantation d'une nouvelle installation.

La nouvelle charge raccordée au réseau d'Hydro-Québec doit être d'au moins 1 000 kW. Dans le cas d'un projet d'expansion, elle doit être d'au moins 500 kW et représenter au moins 10 % de la charge existante correspondant à l'abonnement visé.

Hydro-Québec évalue chaque projet en fonction des critères applicables ainsi que de sa valeur ajoutée et de ses retombées économiques pour le Québec.

Le tarif de développement économique, qui prendra fin en 2027, prévoit l'application d'une réduction initiale de 20 % par rapport au tarif M, LG ou L. Cette réduction sera diminuée de 5 points de pourcentage par année au cours des trois dernières années, afin d'assurer une transition graduelle vers les tarifs normalement applicables.

Pour profiter du tarif de développement économique, les clients admissibles doivent satisfaire aux conditions suivantes :

- Les clients doivent s'engager à implanter et à mettre en service une nouvelle installation d'une puissance d'au moins 1 000 kW ou à rajouter au moins 500 kW de puissance à une installation existante.
- Dans le cas d'une installation existante, la puissance maximale appelée prévue des nouveaux équipements ne doit pas être inférieure à 10 % de la puissance facturée la plus élevée au cours des 12 périodes de consommation qui précèdent leur mise en service.
- Les coûts d'électricité de l'installation visée doivent représenter au moins 10 % des dépenses d'exploitation. Dans le cas d'une installation d'hébergement de données, celle-ci doit également présenter une forte valeur ajoutée pour l'économie québécoise.
- L'installation visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec. Ainsi, la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec ni être liée à des équipements qui étaient en exploitation dans l'année précédant la date d'entrée en vigueur du présent tarif.

---

<sup>28</sup> Site web d'Hydro-Québec (<http://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/tarif-developpement-economique.html>)

### **Tarif de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs**

Les clients admissibles au nouveau service seront limités à un bloc de 500 MW de puissance. Les clients admissibles seront sélectionnés par le truchement d'un processus d'appel d'offres basé sur une grille de sélection qui sera discutée plus à la section 6.3. Le processus de sélection est pour une alimentation en service non ferme pour une durée minimale de 5 ans, et attribuera un pointage selon le prix offert et les retombées économiques. Une entente sera signée avec chaque demandeur retenu. Cette entente comprendra les engagements présentes dans la soumission et établira que le tarif applicable est le tarif M ou LG, selon le cas, dont le prix de la composante en énergie est celui proposé dans la soumission. Le prix minimal correspondra au tarif M ou LG, selon le cas, dont la composante en énergie sera majorée de 1 cent par kilowattheure.

L'utilisation de l'électricité par les clients assujettis aux tarifs M et LG qui ne seront pas retenus dans le processus de sélection sera assujettie à un tarif dissuasif de 15 cents par kilowattheure pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs lorsque la puissance installée correspondant à cet usage est d'au moins 50 kW.

#### **5.2 Description de certaines mesures commerciales mises en place pour inciter les clients de moyenne et grande puissance à réduire leur consommation en période de pointe**

##### **Programme GDP Affaires<sup>29</sup>**

Le programme GDP Affaires proposé par le Distributeur est présentement en examen par la Régie dans le dossier R-4041-2018<sup>30</sup>.

Le programme Gestion de la demande de puissance vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernales d'Hydro-Québec. En contrepartie, Hydro-Québec verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes (Événement GDP).

Les clients admissibles doivent avoir un compteur communicant et dont l'abonnement est assujetti au tarif DP, DM, G, G-9, M ou LG. Les clients d'un réseau municipal ou coopératif ne sont pas admissibles à ce programme.

---

<sup>29</sup> Programme Gestion de la demande de puissance, GUIDE DU PARTICIPANT, Hiver 2018-2019  
(<http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/guide-gpd-2018-2019.pdf>)

<sup>30</sup> [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/\\_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=452&phase=1&Provenance=A&generate=true](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=452&phase=1&Provenance=A&generate=true)

pour Bitfarms

**Fixation de tarifs et conditions de service pour  
l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs  
d'Hydro-Québec Distribution**

12 octobre 2018

Un évènement de GDP peut survenir pendant l'une ou l'autre des périodes de pointe d'hiver d'Hydro-Québec, qui sont de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, ou durant ces deux périodes, sauf les fins de semaine et les jours fériés. Le nombre maximal d'heures par période d'hiver visée par les évènements de GDP est de 100.

L'avis de GDP sert à informer le participant d'un évènement de GDP. Les avis sont transmis par courriel selon les modalités suivantes :

- au plus tard à 15 h, le jour ouvrable précédant l'évènement de GDP qui a lieu de 6 h à 9 h ;
- au plus tard à 12 h, le jour même de l'évènement de GDP qui a lieu de 16h à 20h;
- au plus tard à 15 h, le jour ouvrable précédant un évènement de GDP qui a lieu de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h.

Le programme s'applique au client du Distributeur ou à des agrégateurs.

Le montant de l'appui financier proposé par le Distributeur correspond au montant unitaire (\$) multiplié par la puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2018-2019 est fixé à 70 \$.

Si Hydro-Québec ne transmet aucun avis de GDP au cours de la période d'hiver 2018-2019, un montant d'appui financier minimal (MAM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\ 000 \$$$

La puissance admissible (kW) correspond à la moyenne de toutes les réductions de puissance de tous les évènements de GDP.

La puissance admissible est calculée après la période d'hiver pour chaque compteur. Dans le cas d'un projet comportant plusieurs compteurs, la somme des puissances admissibles de tous les compteurs devient la puissance admissible du projet.

**Options d'électricité interruptible**

Les options d'électricité interruptible pour la clientèle du tarif L ou du tarif LG, Hydro-Québec accorde des crédits lorsque les clients admissibles réduisent leur consommation d'électricité sur demande d'Hydro-Québec en période de pointe.

Les clients désirant participer à ce programme doivent soumettre leur demande à Hydro-Québec avant le 1<sup>er</sup> octobre précédent l'hiver où les options seront appliquées.

L'engagement minimal est de 3 000 kilowatts ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation.

<b>Modalités applicables aux interruptions</b>		
<b>Modalités</b>	<b>Option I</b>	<b>Option II</b>
Délai du préavis pour les jours de semaine	2 heures	2 heures
Délai du préavis pour les jours de fin de semaine	15 h 30 la veille	15 h 30 la veille
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	1
Délai minimal entre 2 interruptions	4 heures	16 heures
Nombre maximal d'interruptions par période d'hiver	20	10
Durée d'une interruption	4-5 heures	4-5 heures
Durée maximale des interruptions par période d'hiver	100 heures	50 heures
<b>Compensation financière</b>		
Crédit fixe :	13,00 \$ le kilowatt de puissance interruptible	6,50 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective
Crédit variable :	20,00 ¢ le kilowattheure de puissance interruptible effective horaire pour chacune des 20 premières heures d'interruption 25,00 ¢ le kilowattheure de puissance interruptible effective horaire pour chaque heure comprise entre la 21 <sup>e</sup> et la 40 <sup>e</sup> heure d'interruption inclusivement ; et 30,00 ¢ le kilowattheure de puissance interruptible effective horaire pour chacune des 60 heures d'interruption subséquentes	20,00 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective horaire pour chaque heure d'interruption

### 5.3 Tableaux comparatifs des tarifs de distribution

Les tableaux suivants montrent la différence de traitement tarifaire pour la première année de consommation entre un client sujet au tarif proposé au service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs avec un client ayant un profil de charge identique payant le tarif M ainsi que le tarif de développement économique. Le tableau 4 représente la comparaison tarifaire pour une puissance souscrite de 1 000 kW (Tarif M) avec un facteur d'utilisation de 95 %. Le tableau 5 représente la comparaison pour une puissance souscrite de 10 000 kW (Tarif LG) avec également un facteur d'utilisation de 95 %.

**Tableau 4**

Tableau comparatif des coûts de distribution sur une période d'une année. Puissance souscrite : 1 000 kW Facteur d'utilisation : 95 %			
Tarif applicable	Tarif M	Tarif de développement économique	Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
Qualité de service	Ferme	Ferme	Non ferme
Frais fixes (\$/kW-mois)	14,46	14,46	14,46
Frais variables (¢/kW-heure)	4,99 (¢/kW-heure) pour les 210 000 premiers kW et 3,70 (¢/kW-heure) pour les 8 112 000 autres kW	3,99 (¢/kW-heure) pour les 210 000 premiers kW et 2,96 (¢/kW-heure) pour les 8 112 000 autres kW	5,99 (¢/kW-heure) pour les 210 000 premiers kW et 4,70 (¢/kW-heure) pour les 8 112 000 autres kW
Frais totaux sur une base horaire	Frais fixes de 2 ¢/kW-heure + Frais variables de 3,73 = 5,82	Frais fixes de 2 ¢/kW-heure + Frais variables de 2,99 = 5,07	Frais fixes de 2 ¢/kW-heure + Frais variables de 4,73 = 6,82
Total des frais de distribution pour une année (A)	484 136 \$	422 012 \$	567 357 \$-\$
Crédit annuel pour la réduction de puissance (Programme GDP Affaires si applicable) (B)	1 000 kw x 70\$ = 70 000	1 000 kw x 70\$ = 70 000	NA

pour Bitfarms

**Fixation de tarifs et conditions de service pour  
l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs  
d'Hydro-Québec Distribution**

12 octobre 2018

Coût net ((C) = (A) – (B)) – (% en fonction du tarif M)	414 136 \$ (100%)	352 012\$ (85%)	567 357\$ (137%)
---	----------------------	--------------------	---------------------

Comme on peut le constater à la lecture du tableau 4, le tarif proposé fait en sorte que les clients industriels opérant des centres de calcul avec une puissance souscrite de 1 000 kW auront à payer 153 k\$ (ou 37 %) de plus annuellement qu'un autre client ayant le même profil de charge qui paie le tarif M. Cette différence sera encore plus significative pour une entreprise sujette au tarif de développement économique (par exemple, les firmes d'hébergement de données). En effet, les centres de calcul ayant une puissance souscrite de 1 000 kW paieront 215 345\$ (ou 61 %) de plus annuellement qu'une firme d'hébergement de données ayant la même puissance souscrite.

**Tableau 5**

Tableau comparatif des coûts de distribution sur une période d'une année. Puissance souscrite : 10 000 kW Facteur d'utilisation : 95 %		
Tarif applicable	Tarif LG	Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
Qualité de service	Ferme	Non ferme
Frais fixes (\$/kW-mois)	13,14	13,14
Frais variables (¢/kW-heure)	3,43 ¢/kW-heure	4,43 ¢/kW-heure
Frais totaux sur une base horaire	Frais fixes de 1,89 ¢/kW-heure + Frais variables de 3,43 = 5,32	Frais fixes de 1,89 ¢/kW-heure + Frais variables de 4,43 = 6,32
Total des frais de distribution pour une année (A)	4 431 246 \$	5 263 446 \$
Crédit annuel pour la réduction de puissance (Option d'électricité interruptible – Option 1)* (B)	Prime fixe : 10 000 kw x 13\$ = 130 000 \$ + Prime variable : 10 000 kw x (0,2\$ x 20h + 0,25x 20h + 0,30 x 60h) = 270 000	NA

	= 400 000 \$	
Coût net annuel ((C) = (A) – (B)) – (% en fonction du tarif M)	4 031 246 \$ (100 %)	5 263 446 \$ (131 %)

\*Nous avons présumé l'option 1 de l'électricité inintermittible puisque c'est l'option qui se rapproche le plus des 300 heures de coupures de charge associée au tarif proposé par le Distributeur.

À ce sujet, Bitfarms nous informe qu'un de leur centre de calcul a été qualifié pour le tarif de développement économique en 2017. Dans l'éventualité où la Régie approuve la demande du Distributeur, Bitfarms aura des centres de calcul sujets à la fois à un tarif inférieur de 20 % au tarif M et d'autres centres de calcul sujets à un tarif qui sera au moins supérieur de 20% au tarif M.

L'analyse comparative du tableau 5 montre l'impact financier significatif que pourrait avoir le tarif proposé pour une firme comme Bitfarms. En effet, en considérant uniquement son centre de calcul de Saint-Hyacinthe ayant une puissance souscrite de 10 MW, l'impact annuel serait de 1.3 M\$. De plus, les tableaux 4 et 5 montrent la valeur marchande que représente le fait que le tarif proposé sera non ferme. Le tarif proposé est non seulement plus élevé que les tarifs applicables à des entreprises ayant des profils de charge similaires à ceux des centres de données, mais il est également de moindre qualité étant donné qu'il est non ferme.

**Observation 7 :** Les résultats de l'analyse comparative entre l'application du tarif proposé par le Distributeur et les tarifs applicables à d'autres clients industriels ayant le même profil de charge que les centres de calcul montrent le caractère inéquitable de cette proposition. En effet, les clients faisant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs doivent payer entre 31 et 61 pour cent plus cher que les autres clients industriels, et ce, pour un service de moindre qualité vu sa non-fermeté. Dans les faits, le coût de service pour la desserte de clients en service non ferme est en réalité moins élevé que pour un service ferme.

## 6 Évaluation des caractéristiques du nouveau tarif

### 6.1 Bloc dédié de 500 MW

La proposition du Distributeur est de limiter l'offre d'énergie pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à un bloc de 500 MW en service non ferme pour une durée minimale de 5 ans. La

référence à une notion de puissance est trompeuse vu la nature non ferme du service. En effet, en soustrayant la charge associée à ce nouveau tarif durant les 300 heures de pointe du réseau, le Distributeur élimine les besoins d'achat de nouveaux produits de puissance. Le bloc de 500 MW est dans les faits une quantité d'énergie égale à 4,47 TWh<sup>31</sup>. Comme mentionné à la section 4, le Distributeur possède des surplus d'énergie importants de l'ordre de 10 TWh par année qui correspond à de l'énergie patrimoniale inutilisée. L'utilisation de ces surplus d'énergie par des nouvelles charges industrielles génère un gain net d'efficacité économique puisqu'il augmente le taux d'utilisation des équipements servant à répondre aux besoins de pointe du réseau. Ce principe d'efficacité économique a d'ailleurs été reconnu par la Régie dans le cadre du premier dossier tarifaire d'Hydro-Québec dans ses activités de transport. En effet, la Régie a approuvé la mise en place d'une politique de rabais pour les services de transport non fermes afin d'optimiser l'utilisation du réseau en période hors pointe<sup>32</sup>:

*La Régie considère souhaitable l'objectif économique que visent les rabais, soit d'optimiser l'utilisation de son réseau. Elle croit également que l'octroi de rabais sur les services de transport à court terme, selon la disponibilité du réseau, tend vers une tarification optimale. Celle-ci pourrait mener à une augmentation des transactions et, dans la mesure où les revenus additionnels dépassent les coûts, à une diminution des coûts imputés à la charge locale.*

(nos soulignés)

Contrairement au présent dossier, Hydro-Québec TransÉnergie proposait une politique de rabais pour disposer des capacités excédentaires de transport. Cette politique de rabais est cohérente avec le principe d'offre et de demande. Plus un bien est disponible, plus sa valeur diminue et vice-et-versa. En fait, ce principe de rabais a également été appliqué lors de la mise en place du tarif de développement économique.

En limitant le volume d'énergie disponible pour répondre aux nouveaux besoins industriels (incluant ceux liés aux centres de données), et ce, sur une base non ferme, le Distributeur se trouve à vendre un service de distribution avec un coût de service faible qui ne justifie en rien une prime sur les tarifs en vigueur.

Comme nous l'avons soulevé à la section 4.1, à notre connaissance, le Distributeur n'a pas, par le passé, limité les nouvelles ventes industrielles à la présence de surplus d'énergie. En limitant ainsi les ventes pour le secteur industriel à la présence de surplus d'électricité, le Distributeur crée un précédent pouvant avoir un impact limitatif sur le développement industriel futur. L'analyse économique de la desserte en électricité d'une nouvelle industrie émergente doit également tenir compte des externalités positives que celle-ci peut générer globalement.

---

<sup>31</sup> 8760 heures X Facteur d'utilisation de 95 % X 500 MW X taux de pertes de 7,4%.

<sup>32</sup> D-2002-95, page 280.

12 octobre 2018

Selon nous, la Régie ne doit pas nécessairement limiter l'offre d'énergie pour répondre aux besoins des centres de calcul à un bloc de 4,47 TWh annuellement, mais plutôt appliquer le même processus d'analyse qu'elle a appliqué lorsqu'elle a approuvé la stratégie d'approvisionnement lors du premier dossier du plan d'approvisionnement en 2002, soit l'ajout de nouveaux approvisionnements basés sur une prévision réaliste des ventes. Comme nous le verrons au paragraphe suivant, nous estimons la prévision des ventes du Distributeur liée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs beaucoup trop élevée.

Un autre argument apporté par le Distributeur pour la mise en place d'un bloc d'énergie limité à 4,47 TWh est qu'il fait face à une demande de plusieurs milliers de mégawatts. Comme mentionné à la section 1.2, selon les estimations de Bitfarms, la demande mondiale d'électricité pour les centres de calcul est de l'ordre de 4 000 MW. L'augmentation de capacité de calcul de plusieurs milliers de MW en une très courte période aurait pour impact de diminuer grandement la valeur économique de capacité de calcul des centres de calcul. En prenant l'hypothèse que les entreprises opérant dans ce secteur agissent de manière rationnelle, il est fortement improbable qu'ils décident de submerger le marché de capacité de calcul de plusieurs milliers de MW. De plus, il existe des limitations physiques dans l'approvisionnement de nouvelles machines servant à exécuter les calculs qui rendent fortement improbable l'ajout massif de capacité de calcul des centres de calcul sur une courte période.

**Observation 8:** L'utilisation des surplus d'énergie du Distributeur par de nouvelles charges industrielles génère un gain net d'efficacité économique puisque cela augmente le taux d'utilisation des équipements servant à répondre aux besoins de pointe du réseau. En d'autres mots, le coût de service lié à la desserte de nouvelles charges industrielle par de l'énergie provenant de surplus d'énergie est inférieur aux coûts de service moyens du Distributeur. Il est donc étonnant que le Distributeur propose d'imposer une prime sur les tarifs existants. De plus, en cohérence avec les pratiques d'approvisionnement passées du Distributeur pour l'alimentation de nouvelles charges industrielles, nous sommes d'avis qu'il ne faut pas nécessairement limiter l'offre d'énergie à un bloc prédéfini. L'offre d'énergie disponible doit correspondre à une prévision réaliste des besoins anticipés. Cette prévision doit être approuvée par la Régie dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement du Distributeur. Finalement, nous sommes d'avis que la prévision des ventes du Distributeur pour l'usage cryptographique est trop élevée compte tenu de la taille actuelle du marché mondial de cette industrie.

## 6.2 Majoration de 1 cent par kW et détermination du tarif dissuasif

### Majoration de 1 cent au tarif M et LG

Concernant la majoration de 1 cent par kW au tarif M et LG, le Distributeur justifiait cette mesure dans la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignement #2 de la Régie<sup>33</sup> :

*4.2 Veuillez élaborer si le Distributeur considère que les risques jugés plus grands des clients qui consomment l'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pourraient justifier une majoration des tarifs applicables à cette catégorie de consommateurs. Veuillez élaborer sur la nature de ces risques, en sus des coûts de raccordement, le cas échéant.*

#### **Réponse :**

*Le Distributeur réitère que le but visé par la majoration minimale de 1 ¢/kWh sur le prix de la composante énergie des tarifs M ou LG en vigueur n'est pas la mitigation des risques associés à ces clients, mais bien la maximisation des revenus des ventes d'électricité du Distributeur au bénéfice de sa clientèle, à la lumière des préoccupations énoncées par le gouvernement du Québec dans le Décret.*

*Le risque associé à l'approvisionnement de l'ensemble des demandes de cette clientèle, considérant le bilan énergétique actuel du Distributeur, est mitigé par l'attribution d'un bloc dédié de 500 MW en service non ferme et par l'établissement d'un tarif dissuasif applicable à tout nouvel abonnement au-delà de ce bloc pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, de même qu'à toute substitution d'usage et accroissement de charge pour un tel usage cryptographique.*

*Le Distributeur rappelle que le processus de sélection des demandes proposé comprend des critères d'admissibilité, le dépôt de garanties financières ainsi que des pénalités, visant à gérer le risque associé à la perte de revenus potentiels en cas de résiliation de l'entente d'abonnement au service d'électricité (l'« Entente ») ou de réduction de consommation d'un client retenu au terme du processus de sélection. Ainsi, des garanties équivalentes à un an de consommation à 1 ¢/kWh seront exigées à la signature de l'Entente pour mitiger le risque de non-respect des engagements de consommation des soumissionnaires retenus au terme du processus de sélection. »*

(nos soulignés)

Le Distributeur justifie ainsi la majoration de 1 cent par un désir de maximisation des revenus des ventes d'électricité du Distributeur au bénéfice de sa clientèle, et ce, sans égards aux risques qui sont couverts par certains autres éléments de la proposition du Distributeur. À cette réponse, il faut ajouter que le

---

<sup>33</sup> Pièce B-0040, page 11 et 12.

pour Bitfarms

Fixation de tarifs et conditions de service pour  
l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs  
d'Hydro-Québec Distribution

12 octobre 2018

Distributeur a indiqué à la réponse de la question 3.5 de Bitfarms<sup>34</sup> que la maximisation des revenus de ses ventes d'électricité allait également être au bénéfice de son actionnaire :

*3.5 Veuillez indiquer comment seront alloués les revenus excédentaires entre l'actionnaire et les différentes catégories de clients.*

**Réponse :**

*Pour une année témoin projetée, le Distributeur détermine un ajustement tarifaire qui tient compte de sa prévision des revenus des ventes en regard de ses revenus requis. Les revenus supplémentaires générés par cette nouvelle catégorie de consommateurs pourraient ainsi permettre au Distributeur de limiter les hausses tarifaires des autres catégories de consommateurs.*

*Pour une année réelle, le Distributeur partage les écarts de rendement positifs au moyen du mécanisme de traitement des écarts de rendement. Dans le cas où des revenus de ventes additionnelles non prévues, liées à cette nouvelle catégorie de consommateurs, se présenteraient, ceux-ci seraient partagés entre l'actionnaire et les différentes catégories de clients de la façon suivante :*

- pour les 100 premiers points de base au-delà du rendement des capitaux propres autorisé, la moitié des bénéfices sont remis à la clientèle ;*
- au-delà, 75 % des bénéfices sont remis à la clientèle.*

*Ainsi, la proposition du Distributeur permettra de maximiser les revenus de ses ventes d'électricité au bénéfice de son actionnaire et de sa clientèle. »*

(nos soulignés)

Finalement, le Distributeur affirme à la réponse de la question 3.4 de Bitfarms<sup>35</sup> que la nouvelle proposition tarifaire aurait comme conséquence de modifier les indices d'interfinancement:

*3.4 Veuillez indiquer si les revenus largement supérieurs au coût de desserte de la nouvelle catégorie de clients proposés (voir référence (iii)) auront pour effet de modifier l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs tels que définis à la référence (i).*

---

<sup>34</sup> Pièce B-0055, Page 9.

<sup>35</sup> Pièce B-0055, Page 9.

pour Bitfarms

Fixation de tarifs et conditions de service pour  
l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs  
d'Hydro-Québec Distribution

12 octobre 2018

**Réponse :**

*Oui. La relation entre les revenus et les coûts de la nouvelle catégorie de consommateurs pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc aura pour effet de modifier les indices d'interfinancement des autres catégories de consommateurs.*

Selon notre compréhension du cadre réglementaire en vigueur, la fixation de cette majoration minimum de 1 cent ne répond pas aux principes réglementaires discutés à la section 2.1 soit :

- Les tarifs doivent correspondre aux coûts de service réellement encourus;
- Les revenus de l'actionnaire sont déterminés par le taux de rendement approuvé par la Régie sur la base de tarification ainsi que par les gains d'efficacités;
- Les modifications de tarif ne doivent pas répondre à une volonté de modifier l'interfinancement entre les catégories de consommateurs.

De plus, le Distributeur affirme que la mitigation du risque liée à l'industrie de la cryptographie appliqué aux chaînes de blocs ne justifie pas la majoration de 1 cent.

**Observation 9:** Les raisons invoquées par le Distributeur pour justifier la majoration de 1 cent au tarif M et LG ne répondent pas aux exigences réglementaires en vigueur. Comme nous l'avons soulevé à la section 2.1, les tarifs doivent être rattachés aux coûts de service. Selon nous, il n'y a aucune assise économique ou réglementaire qui pourrait justifier un tarif qui serait discriminatoire à l'égard d'une industrie en particulier. Les clients industriels visés par la proposition du Distributeur devraient être sujets au tarif M et LG comme les autres clients industriels ayant le même profil de charge.

Tarif dissuasif de 15 cents par kWh

À la réponse de la question 3.5 de Bitfarms<sup>36</sup>, le Distributeur justifie l'application d'un tarif dissuasif de 15 cents par kWh ainsi :

*Demande :*

*5.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a utilisé une méthodologie pour déterminer le prix pour la composante énergie de 15,00 cents mentionnée à la référence (i). Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer la méthode utilisée, si la réponse est négative, veuillez indiquer la méthode utilisée.*

---

<sup>36</sup> Pièce B-0055, Page 12.

12 octobre 2018

**Réponse :**

*La Loi sur la Régie de l'énergie prévoit que le Distributeur est tenu d'alimenter les clients sur son territoire selon les tarifs d'électricité et les conditions de service en vigueur.*

*Au présent dossier, le Distributeur a demandé l'introduction d'un tarif dissuasif lui permettant de rendre effective la suspension prévue à l'Arrêté ministériel et d'assurer la sécurité des approvisionnements du Québec. Ainsi, le prix a été fixé à un niveau suffisamment élevé pour dissuader les nouvelles demandes d'alimentation, et ce, jusqu'à ce que la Régie rende une décision finale dans le présent dossier. Comme indiqué lors des audiences du 26 juin 2018, le prix de 15,00 ¢/kWh correspond à pres de trois fois le prix moyen du tarif LG. »*

(nos soulignés)

Nous comprenons de la réponse fournie par le Distributeur que l'application du tarif dissuasif répondait à un besoin temporaire afin de laisser le temps à la Régie de rendre la décision finale dans le présent dossier. Nous comprenons également que sa détermination n'avait pas d'assise économique basée sur les coûts évités du Distributeur. En effet, dans l'extrait ci-dessus, le Distributeur explique que le 15 cents par kWh est simplement la multiplication par trois du tarif LG. Comme mentionné à l'observation 9 ci-dessus, la détermination du tarif dissuasif de 15 cents ne repose pas sur le coût de service. Cette pratique est contraire aux principes réglementaires discutés à la section 2.1. Finalement, comme pour la majoration de 1 cent sur les tarifs M et LG, ce tarif s'applique uniquement à un type d'industrie, ce qui techniquement pourrait avoir un impact sur les revenus de l'actionnaire ainsi que sur les indices d'interfinancement. Cela ne respecte pas les principes réglementaires discutés à la section 2.1.

**Observation 10 :** Comme pour l'imposition d'une majoration de 1 cent le kWh au tarif M et LG, l'imposition d'un tarif dissuasif de 15 cents le kWh basé sur aucune assise économique ou réglementaire à une industrie en particulier ne répond pas aux principes réglementaires en vigueur au Québec. Nous réitérons que le Distributeur devrait appliquer le tarif qui correspond au profil de charge, et ce, de manière non discriminatoire.

**6.3 Processus de sélection**

Comme mentionné à la section 6.2, nous sommes d'avis que les clients industriels qui utilisent l'électricité pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs devraient être sujets aux mêmes tarifs et conditions que tout autre client ayant un profil de charge similaire.

Ceci étant dit, dans l'optique où la Régie jugerait souhaitable la mise en place d'un processus de sélection des demandes d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, nous aimerions faire part de notre analyse des différents paramètres du processus de sélection proposé par le Distributeur.

Proposition du Distributeur :

Comme discuté précédemment, le Distributeur vise une quantité de 500 MW +/- 10% pour un service non ferme. Le service non ferme demandé implique une puissance maximale appelée du client pour une durée totale annuelle maximale de 300 heures à la demande d'Hydro-Québec, moyennant un préavis de 2 heures pour chaque limitation de puissance, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance, et ce, sans compensation. En plus d'être non rémunérées, ces conditions d'exploitation sont beaucoup plus contraignantes que celles imposées aux deux options d'électricité interruptible ainsi que celles du programme GDP Affaires décrit à la section 5.2.

Processus de sélection**Étape 1 : Évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales**

Pour être admissible à déposer une soumission dans le cadre du processus de sélection, les projets doivent satisfaire aux exigences minimales suivantes :

- Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;
- La puissance demandée doit être au minimum de 50 kW et au maximum de 500MW;
- Le prix offert doit être sous la forme d'une majoration, en ¢/kWh, du prix de la composante en énergie du tarif M ou LG en vigueur, selon le cas. La majoration minimale admissible est de 1 ¢/kWh ;
- Le soumissionnaire doit s'engager pour une durée minimale de 5 ans et d'une durée maximale de 10 ans, lequel engagement sera décrit à l'Entente.
- Les participants doivent offrir des garanties équivalentes à un an de consommation à 1 ¢/kWh
- Des frais d'inscription de 2 000 \$;
- Lettre de crédit correspondant à 10 \$/kW;
- Le soumissionnaire doit avoir indiqué une date pour laquelle le service d'électricité est demandé et avoir identifié un site où le raccordement au réseau principal est existant ou demandé ;
- Le soumissionnaire doit s'engager pour un service non ferme, dont les modalités sont décrites à l'article 2. Pour toute consommation au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article 2, une pénalité de 50 ¢/kWh sera facturée.

pour Bitfarms

**Fixation de tarifs et conditions de service pour  
l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs  
d'Hydro-Québec Distribution**

12 octobre 2018

Finalement, nous comprenons que le Distributeur ne s'engage pas à renouveler les blocs d'énergie octroyés dans l'éventualité où le surplus d'énergie après 5 ans diminue.<sup>37</sup> À notre connaissance, aucune autre industrie alimentée par le Distributeur n'est soumise à un tel risque d'approvisionnement. C'est un autre élément discriminatoire de la proposition du Distributeur.

**Observation 11** : En conformité avec notre compréhension du cadre règlementaire actuel, nous sommes d'avis que les clients industriels faisant usage de l'électricité à des fins cryptographiques appliqués aux chaînes de blocs devraient être sujets aux mêmes tarifs et conditions que tout autre client industriel du Distributeur.

Subsidiairement, dans l'éventualité où la Régie décidait d'opter pour un processus d'appel d'offres appliqué à un bloc d'énergie de 4,47 TWh, nous sommes d'avis que la majoration de 1 cent devrait être éliminée dû au fait qu'elle ne repose sur aucune analyse économique ou règlementaire.

Afin de réduire le risque d'approvisionnement à la fin du (ou des) contrat(s) découlant de l'appel d'offres, le Distributeur devrait garantir un renouvellement automatique à l'échéance du (ou des) contrat(s).

**Étape 2 : Classement des soumissions en fonction des critères d'évaluation**

Les offres ayant satisfait aux exigences minimales de l'étape 1 sont évaluées individuellement en fonction des critères d'évaluation présente au tableau ci-dessous avec la pondération qui leur est associée. À la fin de cette évaluation, les offres sont classées selon le pointage obtenu.

---

<sup>37</sup> Pièce B-0049, Réponse à la question 2.5 de la demande de renseignements no 3 de la Régie, page 9

Critères	Pondération
Majoration offerte, en ¢/kWh, sur le prix de la composante énergie des tarifs M ou LG en vigueur, selon le cas.	70
Critères de développement économique* :	
- Nombre d'emplois directs au Qc / MW	10
- Masse salariale totale des emplois directs au Qc / MW	10
- Investissements au Qc / MW	10
<b>Total</b>	<b>100</b>

Nous sommes d'avis que le cadre réglementaire en vigueur est basé sur le coût de service et non sur la maximisation des revenus du Distributeur. Dans cette optique, nous considérons que la pondération proposée par le Distributeur accorde trop de poids au composant prix. En effet, cette pondération avantage les plus grosses entreprises qui peuvent absorber un plus grand coût en énergie, et ce, sans nécessairement à avoir à investir autant au Québec par MW que des plus petites entreprises. De plus, nous pensons qu'il serait approprié de favoriser les entreprises qui ont leur centre administratif au Québec. Nous sommes également d'avis que la grille d'analyse devrait prendre en considération la localisation des installations. Comme nous le verrons, la situation géographique peut avoir un impact financier important pour l'ensemble des clients du Distributeur.

En dernier lieu, nous tenons à souligner que la grille de pondération proposée par le Distributeur est nettement différente à la grille de pondération approuvée par la Régie dans le dossier R-3866-2013 lié à la demande d'approbation de la grille de pondération des critères d'évaluation pour l'appel d'offres de 450 MW d'énergie éolienne (A/O 2013-01). Au paragraphe 64 de la décision D-2014-180 on peut lire :

*[64] Pour ces motifs, la Régie transfère 5 points du critère « Cout de l'électricité » au bénéfice du critère « Contenu québécois additionnel au minimum de 60 % » exigé. Compte tenu de la proposition de modification du Distributeur à la Grille, la Régie approuve la grille modifiée comme suit :*

Critères de sélection des offres	Pondération
<b>1. Contenu régional additionnel au minimum de 35 % exigé</b>	<b>15 points</b>
<b>2. Contenu québécois additionnel au minimum de 60 % exigé</b>	<b>10 points</b>
<b>3. Fabrication et assemblage de composantes stratégiques au Québec</b> *maximum de 23 points attribuables	<b>23 points</b>
- Convertisseur électrique	4
- Génératrice*	3
- Système de contrôle	2
- Système de freinage*	1
- Multiplicateur de vitesse*	9
- Moyeu du rotor	1
- Système d'orientation des nacelles	1
- Système de calage	2
<b>4. Capacité financière</b>	<b>6 points</b>
• Solidité financière du fournisseur	3
• Plan de financement	3
<b>5. Faisabilité du projet</b>	<b>8 points</b>
• Raccordement au réseau	2
• Plan directeur de réalisation du projet	2
• Données de vents obtenues et réalisme de l'énergie contractuelle	2
• Le plan d'obtention des autorisations environnementales	2
<b>6. Expérience pertinente</b>	<b>3 points</b>
• Expérience antérieure du soumissionnaire, des sociétés affiliées, des partenaires, des consultants et fournisseurs à développer des projets similaires.	2
• Expérience et part du marché mondial de fabrication d'éoliennes détenues par le manufacturier d'éoliennes désigné.	1
<b>Coût de l'électricité (fourniture, transport et équilibrage)</b>	<b>35 points</b>
<b>Total</b>	<b>100 points</b>

\* Une génératrice à entraînement direct (génératrice annulaire) est réputée être composée des trois (3) composantes stratégiques suivantes : la génératrice, le système de freinage et le multiplicateur de vitesse.

Comme on peut le constater à la lecture du tableau de l'extrait ci-dessus, la Régie a ordonné une grille d'évaluation avec une pondération de 35% pour le prix et 65% pour les composantes non monétaires, soit pratiquement un ratio inverse de ce qui est proposé par le Distributeur dans le présent dossier.

**Observation 12 :** En conformité avec notre compréhension du cadre réglementaire actuel, nous sommes d'avis que les clients industriels faisant usage de l'électricité à des fins cryptographiques appliquées aux chaînes de blocs devraient être sujets aux mêmes tarifs et conditions que tout autre client industriel du Distributeur.

Subsidiairement, dans l'éventualité où la Régie décidait d'opter pour un processus d'appel d'offres appliqué à un bloc d'énergie fixe (ex. : 4,47 TWh), nous sommes d'avis que la grille de pondération devrait être modifiée pour répondre aux critères suivants :

- Les clients sélectionnés devraient avoir le même traitement tarifaire que les autres clients ayant le même profil de charge;
- Les clients sélectionnés devraient avoir un service ferme comme les autres clients et leur participation aux programmes existants, avec rétribution, de la gestion de la pointe ferait partie des critères de sélection.
- Les critères de sélection devraient être limités à des critères non monétaires orientés sur l'impact économique pour le Québec de ces nouvelles charges (ex. : nombre d'emploi par MW, investissement au Québec, développement régional, etc.);
- L'impact de la localisation des participants sur les coûts d'intégration sur les réseaux de distribution et de transport, notamment sur les coûts d'investissements évités.
- La durée de l'engagement contractuel.
- Finalement, le Distributeur devrait assurer un droit de renouvellement de l'approvisionnement afin de ne pas discriminer davantage ces clients.

#### 6.4 Impact de la localisation des installations industrielles

Avant de traiter de l'impact de la localisation d'une charge industrielle dans le cadre du présent dossier, il est opportun de se référer à l'avis de la Régie de l'énergie sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels (A-2005-01).<sup>38</sup> Cet avis a été rendu à une époque où le Distributeur prévoyait avoir des besoins qui dépasseraient le bloc d'énergie patrimonial. Cet avis a eu lieu après que la Régie de l'énergie ait approuvé le plan d'approvisionnement 2002-2011<sup>39</sup> qui a résulté en plusieurs appels d'offres en prévision de besoins postpatrimoniaux. Dans l'avis A-2005-01, la Régie s'exprimait ainsi<sup>40</sup>:

---

<sup>38</sup> Avis A-2005-01 ([http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3563-05/A-2005-01\\_31mai2005.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3563-05/A-2005-01_31mai2005.pdf))

<sup>39</sup> Dossier :R-3470-2001, décision D-2002-17 et D-2002-169

<sup>40</sup> Avis A-2005-01 Pages 8 et 9.

12 octobre 2018

### *Les conclusions*

*Le Québec est à un point tournant de son histoire en matière énergétique : l'avantage comparatif découlant du faible coût de l'hydroélectricité est en voie de disparaître au rythme de la croissance du coût des projets futurs.*

*Toute demande additionnelle d'électricité devra être satisfaite au prix du marché, que cette demande provienne du secteur industriel ou des autres secteurs, ce qui crée une pression à la hausse sur les tarifs.*

*Le bas prix du bloc d'électricité patrimoniale, en permettant une transition graduelle vers le prix de marché de l'électricité, protège les consommateurs québécois de chocs tarifaires.*

*Cependant, la mesure de l'impact sur la société québécoise d'octroyer ou non un bloc important d'énergie à une même entreprise ne se limite pas à des considérations tarifaires, mais soulève des questions beaucoup plus larges.*

*Ainsi, pour y répondre, il faut également mesurer les effets sur l'économie québécoise et tenir compte des effets sociaux et environnementaux de même que des effets sur les régions, et ce, dans une perspective intergénérationnelle.*

(nos soulignements)

Cet avis est tout à fait pertinent dans le cadre du présent dossier. Selon cet avis, l'approvisionnement de nouvelles charges peut générer des hausses de coût d'approvisionnement dans la mesure où ils excèdent l'énergie patrimoniale inutilisée. Dans l'extrait ci-dessus, la Régie exprime plusieurs points intéressants dont l'importance de considérer plus que l'impact tarifaire, mais de tenir également compte de l'impact sur le développement économique de l'ensemble de la société ainsi que de l'impact sur le développement régional.

Dans le cadre de cet avis, la Régie a procédé à un scénario où une nouvelle charge industrielle de 500 MW avec un facteur d'utilisation de 98 % était ajoutée au réseau du Québec. Dans le cadre de l'analyse de l'étude de ce scénario, la Régie a tenu compte de l'impact lié à la localisation de cette nouvelle charge sur les tarifs d'électricité<sup>41</sup> :

*À ce montant, il y aurait lieu d'ajouter, le cas échéant, les coûts de transport et de distribution pour desservir une telle charge. Ces coûts additionnels, essentiellement de transport, dépendent, en grande partie, de la localisation du client. Dans son mémoire, le Distributeur pose l'hypothèse que ces coûts sont nuls. Cependant, si on suppose que ces coûts correspondent au coût moyen de*

---

<sup>41</sup> Avis A-2005-01, page 47.

*transport et de distribution pour un client au tarif L, soit 0,99 ¢/kWh, l'impact tarifaire global s'élèverait à environ 179 M\$.*

***En fonction de la localisation du client et des coûts de transport et de distribution additionnels, l'impact à la hausse sur les tarifs se situerait entre 137 M\$ et 179 M\$ par année, soit une augmentation variant de 1,5 % à 1,9 % par rapport aux tarifs actuels.***

Dans l'extrait ci-dessus, il est démontré que la localisation géographique peut avoir un impact déterminant sur les tarifs de tous.

En plus de considérer l'impact de mettre une nouvelle charge à un endroit où il y aura des besoins de nouveaux investissements en transport pour alimenter cette nouvelle charge, des exemples récents de dossier d'investissement du Transporteur démontrent que la présence de surplus d'énergie régionaux peut également engendrer des besoins d'investissement majeur ayant un impact significatif sur l'ensemble des clients du Distributeur. À titre d'exemple, le dossier d'investissement pour la construction d'une nouvelle ligne de 735 kV entre les postes Micoua et Saguenay d'une valeur de 793 M\$ est justifiée par une baisse de la prévision de la demande industrielle<sup>42</sup> :

*De plus, depuis 2013, la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a subi une diminution importante, causée principalement par une réduction de la prévision de la demande d'électricité de clients industriels. Le tableau 2 montre, pour les pointes prévues aux hivers 2020-2021 et 2030-2031, l'impact de l'évolution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.*

---

<sup>42</sup> Dossier : R-4052-2018, Pièce B-0005, page 7.

**Tableau 2**  
**Évolution de la prévision\* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord**

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021		Pointe de l'hiver 2030-2031***	
	Total (MW)	Écart (MW)**	Total (MW)	Écart (MW)**
2010	3296	0	3302	0
2011	3206	-89	3213	-89
2012	2988	-308	3010	-291
2013	2355	-940	2422	-879
2014	2707	-588	2858	-443
2015	2196	-1100	2276	-1026
2016	2205	-1091	2249	-1052
2017	2318	-978	2372	-930

\* Prévision annuelle du Distributeur.

\*\* Écart avec la prévision émise en 2010.

\*\*\* Valeurs de l'hiver 2030-2031 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur.

Les deux extraits ci-dessus montrent l'impact tarifaire sur les tarifs de transport que peut avoir la localisation des charges industrielles. Étant donné que les clients du Distributeur paient plus de 90% des coûts de transport, toute hausse de ceux-ci impacte directement les tarifs de Distribution de l'ensemble des clients.

En complément de réponse à la question 2.5 de Bitfarms, le Distributeur confirme qu'il existe plusieurs régions du réseau de Distribution où il y a eu des baisses de prévision de demande :

**TABLEAU R-2.5-A :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À L'HIVER 2020-2021**  
**POUR LE TERRITOIRE MATAPÉDIA-MANICOUAGAN**

Date d'émission de la prévision	Total (MW)	Écart (MW)
2011	4 384	-
2012	4 211	-172
2013	3 586	-798
2014	3 989	-394
2015	3 421	-963
2016	3 435	-949
2017	3 546	-837

**TABLEAU R-2.5-B :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À L'HIVER 2020-2021**  
**POUR LE TERRITOIRE MONTMORENCY**

Date d'émission de la prévision	Total (MW)	Écart (MW)
2011	8 297	-
2012	8 187	-110
2013	8 550	253
2014	8 663	366
2015	8 379	82
2016	8 263	-34
2017	8 355	57

**TABLEAU R-2.5-C :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À L'HIVER 2020-2021**  
**POUR LE TERRITOIRE LAURENTIDES**

Date d'émission de la prévision	Total (MW)	Écart (MW)
2011	9 225	-
2012	9 307	81
2013	9 498	273
2014	9 366	140
2015	9 012	-214
2016	9 049	-176
2017	9 093	-133

**TABLEAU R-2.5-D :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À L'HIVER 2020-2021**  
**POUR LE TERRITOIRE MONTRÉAL**

Date d'émission de la prévision	Total (MW)	Écart (MW)
2011	7 765	-
2012	7 521	-243
2013	7 788	23
2014	7 682	-83
2015	7 497	-268
2016	7 631	-134
2017	7 681	-84

**TABLEAU R-2.5-E :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À L'HIVER 2020-2021**  
**POUR LE TERRITOIRE RICHELIEU**

Date d'émission de la prévision	Total (MW)	Écart (MW)
2011	10 475	-
2012	10 569	94
2013	10 676	201
2014	10 606	131
2015	10 341	-134
2016	10 148	-327
2017	10 133	-342

Plusieurs régions du Québec ont connu une baisse de la prévision de la demande. Ces régions offrent ainsi un potentiel intéressant pour l'implantation de nouvelles charges industrielles ce qui permettra une optimisation du réseau de transport, et ce, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle.

**Observation 13:** Le Distributeur doit tenir compte de la localisation des nouvelles charges industrielles afin d'optimiser l'utilisation du réseau de transport et ainsi limiter les investissements nécessaires pour équilibrer le système.

## 7 Discussion et recommandations

Bitfarms nous a mandatés pour analyser la demande du Distributeur de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Afin de mettre en perspective la demande du Distributeur, nous avons fait une brève revue de l'industrie dans lequel œuvre Bitfarms, c'est-à-dire l'industrie de centre de calcul utilisant l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Bitfarms, une compagnie du Québec qui a son centre décisionnel à Brossard, œuvre dans une industrie ayant un fort potentiel de développement. Avec près de 100 employés au Québec et des projets d'expansion de plusieurs centaines de millions de dollars dans plusieurs régions du Québec, Bitfarms offre un fort potentiel de développement économique pour la province.

Le Québec possède les atouts pour répondre aux besoins de croissance de cette industrie. En effet, cette industrie de haute technologie a besoin d'une main-d'œuvre qualifiée et également d'électricité à des prix compétitifs, soit deux ressources que le Québec possède en abondance. Il est donc important que la Régie considère ces facteurs quand elle rendra une décision dans le présent dossier.

Comme nous l'avons démontré aux tableaux 4 et 5, la proposition du Distributeur aura un impact à la hausse significatif sur la facture d'électricité des installations de Bitfarms. À titre d'exemple, pour une installation ayant une puissance installée de 10 MW, il y aura une hausse tarifaire de plus de 1 million de dollars annuellement par rapport aux tarifs actuels. Cette situation est discriminatoire puisque des clients industriels provenant d'autres secteurs d'activité ayant un profil de charge identique aux installations de centres de calcul paieront dans le meilleur des scénarios 31 % moins cher leur électricité.

De plus selon la proposition du Distributeur, les clients industriels visés par le nouveau tarif auront un service non ferme avec des restrictions d'opération plus contraignante que les clients participant aux différents programmes de gestion de la demande avec rétribution. Finalement, les blocs d'énergie octroyés aux clients du tarif proposé n'ont pas d'option de renouvellement garantie. Ce risque d'approvisionnement sera un frein majeur au développement de cette industrie au Québec. En d'autres mots, la proposition de Distributeur offre un produit de moindre qualité à un prix beaucoup plus élevé que le service offert aux autres entreprises ayant le même profil de charge, qui eux seront sujet aux tarifs M et LG actuel. Le tarif proposé est dans les faits discriminatoire à l'égard d'une industrie spécifique.

Afin de valider la faisabilité de la demande du Distributeur, nous avons procédé à une revue des principes économiques et réglementaires qui encadre la réglementation du monopole naturel qu'est Hydro-Québec dans ses activités de distribution. À l'instar des autres régulateurs économiques qui encadrent les entreprises monopolistiques de distribution, la Régie a le devoir de limiter les pouvoirs monopolistiques du Distributeur. En effet, sans réglementation, les monopoles ont le loisir d'imposer des prix de vente différencier par type de clients, et ce afin de capter la totalité du surplus des consommateurs. Comme nous l'avons démontré à la section 2.1, les activités de distribution d'Hydro-Québec sont fortement encadrées par la Régie de l'énergie. Les principes fondateurs de cette régulation sont :

- L'établissement des tarifs de distribution est basé sur le coût de service.
- Les revenus du Distributeur sont basés sur l'application d'un taux de rendement, approuvé par la Régie, applicable à la base de tarification. Les gains d'efficacité du Distributeur peuvent également générer des revenus pour celui-ci.
- Les tarifs ne peuvent être conçus pour modifier les indices d'interfinancement
- Les tarifs doivent être conçus de manière à ne pas créer de discrimination entre les clients ayant un profil de charge similaire.

Dans son avis A-2017-01, à la section 2.4.1 la Régie affirmait que :

*(...) par ailleurs, la revue des meilleures pratiques produite par les experts consultés démontre que les tarifs spécifiques à certaines industries ne sont ni répandus, ni populaires auprès des régulateurs, puisqu'ils vont à l'encontre des objectifs prioritaires d'une structure tarifaire (...)*

En respect des principes fondamentaux énumérés ci-dessus, et en cohérence avec les décisions et avis passé, la Régie ne peut approuver un tarif discriminatoire qui a pour objectif de maximiser les revenus du Distributeur et ainsi modifier les indices d'interfinancement.

**Recommandation 1 : Refuser la création d'un nouveau tarif lié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et traiter les clients visés par le Distributeur en fonction de leur profil de charges comme tous les autres clients. Toute hausse anticipée de demande provenant des clients industriels, incluant les clients faisant un usage cryptographique appliqués aux chaînes de blocs, devrait être traitée de manière similaire aux prévisions des hausses de demande passée, c'est-à-dire par le truchement du processus réglementaire des plans d'approvisionnement du Distributeur. Dans ce processus, la Régie doit approuver la prévision de la demande ainsi que la stratégie d'approvisionnement pour y répondre.**

Subsidièrement, dans l'éventualité où la Régie décidait d'opter pour un processus d'appel d'offres appliqué à un bloc d'énergie fixe (ex. : 4,47 TWh), nous sommes d'avis que le processus de sélection ne devrait pas être associé à un critère de prix. En effet, la preuve démontre que la majoration de 1 cent par kW au tarif M et LG ne servait pas à mitiger les risques de l'industrie, mais plutôt à maximiser les revenus du Distributeur. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le cadre réglementaire en vigueur ne permet pas une telle pratique.

**Recommandation 2 : Le mécanisme de sélection devrait, notamment, respecter les critères suivants :**

- Les clients sélectionnés devraient avoir le même traitement tarifaire que les autres clients ayant le même profil de charge;
- Les clients sélectionnés devraient avoir un service ferme comme les autres clients et leur participation aux programmes existants, avec rétribution, de la gestion de la pointe ferait partie des critères de sélection.
- Les critères de sélection devraient être limités à des critères non monétaires orientés sur l'impact économique pour le Québec de ces nouvelles charges (ex. : nombre d'emploi par MW, investissement au Québec, développement régional, etc.);
- L'impact de la localisation des participants sur les coûts d'intégration sur les réseaux de Distribution et de Transport, notamment sur les coûts d'investissements évités.
- La durée de l'engagement contractuel.
- Finalement, le Distributeur devrait assurer un droit de renouvellement de l'approvisionnement afin de ne pas discriminer davantage ces clients.